

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева

А. Б. Бекбаев, Л. А. Байназарова

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Рекомендовано Научно-методическим советом университета в
качестве учебного пособия

Алматы 2016

УДК 621. 311 (075.8)
Б 39

Рецензенты:

Сагитов П. И., д-р техн. наук, проф. АУЭС;

Цеховой А. Ф., д-р техн. наук, проф. КазНТУ им К.И. Сатпаева;

Биттеев Ш., д-р техн. наук, проф., КазАТК

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2016 г.

Бекбаев А. Б.

Б Электрическое оборудование электрических станций и подстанций: Учеб. пособие /*А. Б. Бекбаев, Л. А. Байназарова.*
– Алматы: КазНТУ им. К.И. Сатпаева, 2016. – 237 с. Ил. 72.
Табл. 29. Библиогр. 22 назв.

ISBN 978-601-228-997-8

В учебном пособии рассмотрено основное оборудование электростанций и подстанций: синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы.

Большое внимание уделено анализу схем электрических соединений электростанций и подстанций с точки зрения их надежности и экономичности.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 5В071800, для которых дисциплина «Электрооборудование электростанций и подстанций» является основной дисциплиной специального цикла.

УДК 621. 311 (075.8)

ISBN 978-601-228-997-8

© Бекбаев А.Б., Байназарова Л.А., 2016

© КазНТУ, 2016

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 5В071800, для которых дисциплина «Электрооборудование электростанций и подстанций» является основной дисциплиной специального цикла.

В учебном пособии рассмотрено основное оборудование электростанций подстанций: синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы.

Большое внимание уделено анализу схем электрических соединений электростанций и подстанций с точки зрения их надежности и экономичности.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), т. к. он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

Рассматриваются принципы действия и основы конструктивного исполнения генераторов электростанций и трансформаторов подстанций, электрическую изоляцию и системы. Изложены основные сведения по коммутационной и защитной аппаратуре высокого напряжения. Приводится классификация аппаратов различного назначения, рассматриваются условия их работы и формулируются общие требования к их функционированию. Подробно описаны: выключатели всех известных типов, разъединители, отделители, короткозамыкатели, разрядники и ограничители перенапряжений, токоограничивающие реакторы.

Содержатся принципы построения и приведены наиболее характерные схемы распределительных устройств электростанций и мощных подстанций. Подробно изложены требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств (РУ), приведены классификация и типовая сетка схем РУ. Рассмотрены схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций.

1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), т. к. он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т.д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной, главной схемой, применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему, и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки.

На чертежах этих схем функциональные части изображаются в виде прямоугольников или условных графических изображений (рис. 1, а). Никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т. д.) на схеме не показывают.

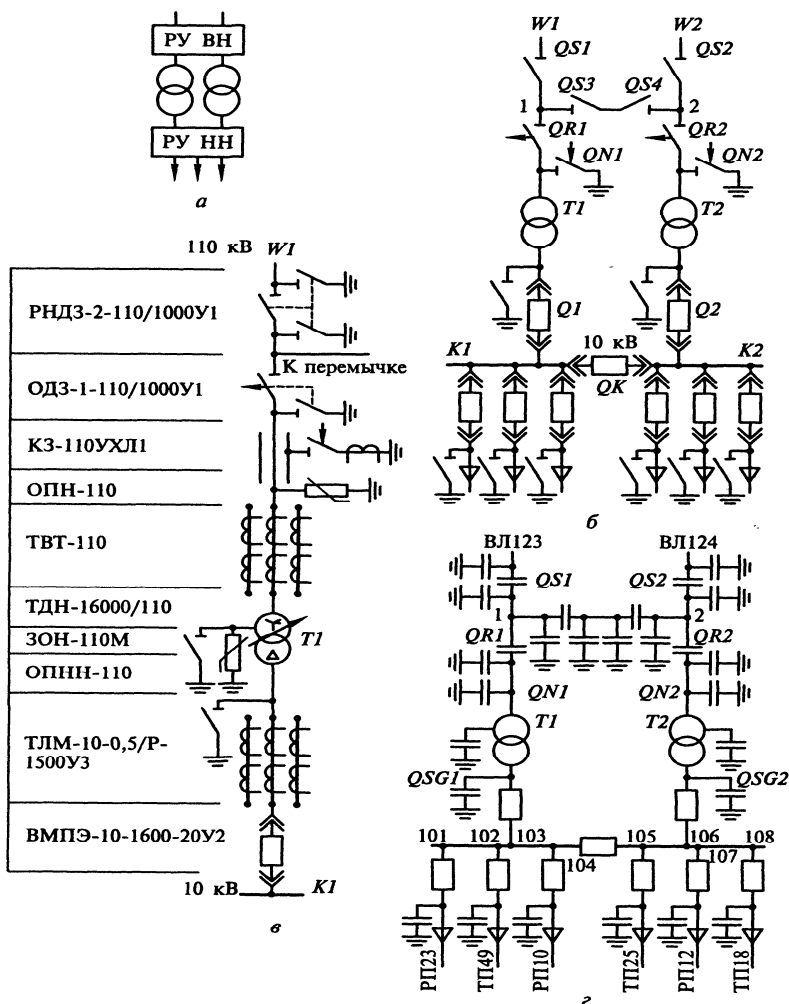


Рис. 1. Виды схем на примере подстанции 110/10 кВ:

а – структурная; б – упрощенная принципиальная; в – полная принципиальная; г – оперативная

На рис. 1, б показана главная схема этой же подстанции без некоторых аппаратов – трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Такая схема является упрощенной принципиальной схемой

мой электрических соединений. На полной принципиальной схеме (рис. 1, в) указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов. В оперативной схеме (рис. 1, г) условно показаны разъединители и заземляющие ножи. Действительное положение этих аппаратов (включено, отключено) показывается на схеме дежурным персоналом каждой смены.

1.1. Основные требования к главным схемам электроустановок

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно различаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие, пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему;

положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности. Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Схемы распределительных устройств 6–10 кВ зависят от схем электроснабжения потребителей: питания по одиночным или параллельным линиям, наличия резервных вводов у потребителей и т.п.; категория потребителей по степени надежности электроснабжения. Все электроприемники с точки зрения надежности электроснабжения разделяют на три категории.

Электроприемники I категории – 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, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания, перерыв допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого источника питания. Независимыми источниками питания могут быть местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Электроприемники II категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 суток. Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание от одного трансформатора.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перемены электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети. Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Поскольку строительство крупных электростанций ведется очередями, то при выборе схемы электроустановки учитывается количество агрегатов и линий, вводимых в первую, вторую, третью очереди и при окончательном ее развитии.

Для выбора схемы важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема может быть разной.

Поэтапное развитие схемы распределительного устройства электростанции или подстанции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов КЗ. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительным аварийным резервом, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать данное присоединение на все время ремонта; в других схемах требуется лишь временное отключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы; в-третьих, – ремонт выключателя производится без нарушения электроснабжения даже на короткий срок. Таким образом, приспособленность для проведения ремонтов рассматриваемой схемы можно оценить количественно частотой и средней продолжительностью отключений потребителей и источников питания для ремонтов оборудования. Оперативная гибкость электрической схемы определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанци-

онным приводом. Если все операции осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускорится.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки – капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения. Подробно методика подсчета приведенных затрат изложена ниже.

1.2. Структурные схемы электростанций и подстанций

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения и связи между этими РУ.

На рис. 2 показаны структурные схемы ТЭЦ. Если ТЭЦ сооружается вблизи потребителей электроэнергии $U=6\text{--}10\text{ кВ}$, то необходимо иметь распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Количество генераторов, присоединяемых к ГРУ, зависит от нагрузки $6\text{--}10\text{ кВ}$. На рис. 2, *а* два генератора присоединены к ГРУ, а один, как правило, более мощный, – к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН). Линии $110\text{--}220\text{ кВ}$, присоединенные к этому РУ, осуществляют связь с энергосистемой.

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких производств, то питание их может осуществляться по ВЛ $35\text{--}110\text{ кВ}$. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН) (см. рис. 2, *б*). Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов.

При незначительной нагрузке ($6\text{--}10\text{ кВ}$) целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить комплектное РУ для присоединения потребителей $6\text{--}10\text{ кВ}$ (см. рис. 2, *в*). Мощные энергоблоки $100\text{--}250\text{ МВт}$ присоединяются к РУ ВН без отпайки для питания потребителей.

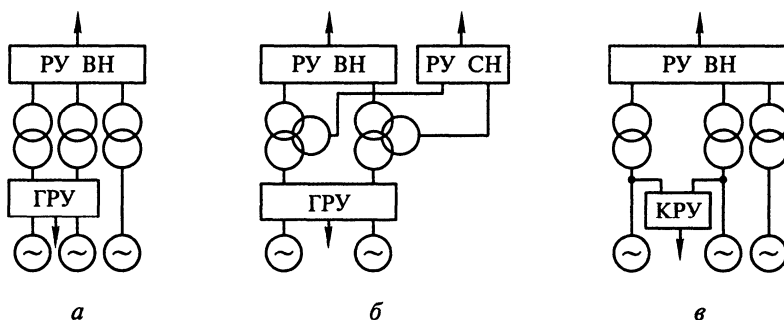


Рис. 2. Структурные схемы ТЭЦ

На рис. 3 показаны структурные схемы электростанций с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении (КЭС, ГЭС, АЭС). Отсутствие потребителей вблизи таких электростанций позволяет отказаться от ГРУ. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами. Параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство (см. рис. 3, а).

Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжении, то связь между РУ осуществляется автотрансформатором связи (см. рис. 3, б) или автотрансформатором, установленным в блоке с генератором (см. рис. 3, в).

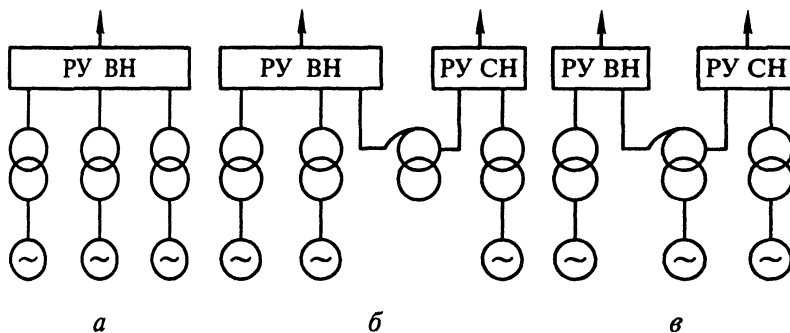


Рис. 3. Структурные схемы КЭС, ГЭС, АЭС

На рис. 4 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (см. рис. 4, а) электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ НН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (см. рис. 4, б). Возможно сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения, РУ ВН и РУ СН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два трансформатора (см. рис. 4, в).

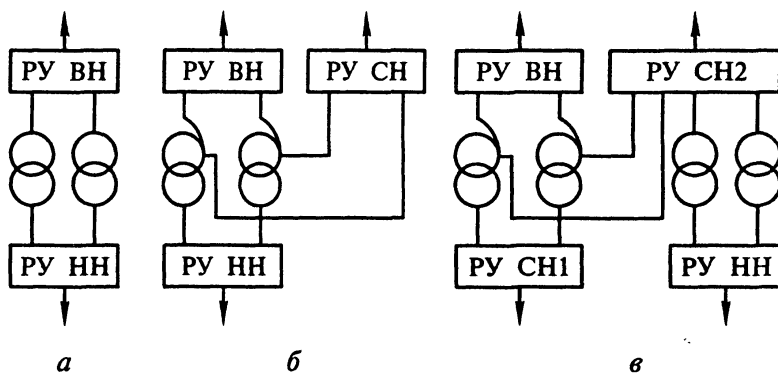


Рис. 4. Структурные схемы подстанций

Выбор той или иной структурной схемы электростанции или подстанции производится на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов, для чего в первую очередь необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

1.3. Задание на технический проект электрической станции, подстанции

Проектированию электрической станции, подстанции предшествует разработка схемы развития соответствующей части электроэнергетической системы на ближайшие 10–15 лет. При разработке этой схемы возникает ряд вариантов, подлежа-

щих анализу и сопоставлению по технико-экономическим показателям. На основании этой предварительной работы выдается задание на технический проект той или иной станции, подстанции включающей в себя следующие данные:

- установленную мощность станции;
- единичные мощности, типы и параметры основного энергетического оборудования, принимаемого в технологической части проекта (турбо- или гидроагрегатов, парогенераторов);
- очередность ввода агрегатов в работу;
- режим работы станции (место проектируемой станции в суточных графиках системы);
- электрические нагрузки по годам проектного периода, их характеристики (максимальная и минимальная суточные нагрузки, коэффициенты мощности, годовое число часов использования максимальной нагрузки);
- распределение нагрузки по ступеням напряжения;
- схемы сетей, примыкающих к проектируемой станции, с указанием числа присоединяемых линий по годам, их направления и передаваемые мощности;
- данные по токам КЗ от системы;
- особые условия, которые должны быть учтены при проектировании.

Руководствуясь материалами задания, а также Нормами технологического проектирования (НТП), инженер-проектировщик намечает варианты главной схемы станции, на которой указывает мощности трансформаторов (включая мощности трансформаторов СН), сборные шины РУ всех ступеней напряжения, линии, подлежащие к присоединению к сборным шинам, коммутационные аппараты, токоограничивающие реакторы и т. д. Число вариантов определяется конкретными условиями.

Далее следуют расчеты токов КЗ и выбор выключателей. Такие расчеты должны быть выполнены для каждого варианта схемы, поскольку токи КЗ определяют типы выключателей и стоимость РУ.

Для намеченных вариантов схемы определяют годовые потери энергии в трансформаторах, поскольку стоимость потерянной энергии является одним из показателей экономичности.

В качестве критерия экономичности сравниваемых вариантов исполнения электроустановки принимают полные расчетные затраты, тен/год, состоящие из трех слагаемых

$$З = K p_n + И + У,$$

где K – капитальные вложения в проектируемую установку; p_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, установленный для расчетов в энергетике равным 0,12; $И$ – ежегодные издержки производства; $У$ – вероятный народнохозяйственный ущерб, вызванный возможным нарушением нормальной работы системы и нарушением электроснабжения потребителей.

Издержки производства слагаются из отчислений на амортизацию и оборудования, обслуживание и текущий ремонт, а также из стоимости электроэнергии, теряемой ежегодно в трансформаторах, реакторах и линиях.

1.4. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок

Требования, предъявляемые к электрической схеме станции, подстанции, следует понимать, как требования к самой установке, поскольку схема определяет основное электрическое оборудование и эксплуатационные свойства установки. Эти требования, выдвигаемые на стадии проектирования и сформулированные в НТП [24.1]–[24.4], сводятся к следующему:

соответствие электрической схемы условиям работы станции, подстанции в энергосистеме, ожидаемым режимам, а также технологической схеме станции;

удобство эксплуатации, а именно: простота и наглядность схемы, минимальный объем переключений, связанных с изменением режима, доступность электрического оборудования для ремонта;

удобство сооружения электрической части с учетом очередности ввода в эксплуатацию генераторов, трансформаторов линий;

возможность автоматизации установки в экономически целесообразном объеме;

достаточная, экономически оправданная степень надежности.

Последнее требование нуждается в разъяснении. Надежность представляет собой свойство объекта (элементов оборудования, системы из ряда элементов, электроустановки в целом) выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в определенных пределах. Под надежностью электрической станции, подстанции следует понимать свойство (способность) выдавать мощность в сеть в соответствии с запланированным графиком, снабжать электроэнергией потребителей, сохраняя качество электроэнергии в пределах, установленных действующими нормативами. Количественно надежность объекта оценивают с помощью ряда показателей, выбираемых и определяемых с учетом особенностей объекта, условий его эксплуатации и последствий отказов, т.е. нарушений работоспособности. Отказы рассматриваются как случайные события. Соответственно для анализа надежности используют методы математической теории вероятностей.

1.5. Схемы тепловых конденсационных электростанций

Как известно тепловые конденсационные станции с агрегатами мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт выполняют из ряда автономных частей – блоков.

Принципиальные схемы КЭС. Электростанции рассматриваемого типа в большинстве случаев выдают вырабатывавшему энергию в сети двух ступеней напряжения, а именно: 330, 500, 750 кВ и сеть среднего напряжения – 11, 150, 220 кВ. Электростанции с тремя напряжениями, например 500, 220 и 110 кВ, встречаются значительно реже. Вопросы выбора номинальных напряжений схемы сетей, числа линий, подлежащих к присоединению к сборным шинам, решаются в проекте развития системы. При проектировании электрической схемы станции возникает вопрос о распределении блоков между РУ высшего и среднего напряжений и связи между ними. Эти вопросы решаются различно в зависимости от единичной мощности блоков и нагрузок сетей высшего и среднего напряжения. Наибольшее распространение получила схема, в которой сборные шины высшего и низшего напряжений связаны через автотрансформаторы (рис. 5, а). В таких схемах блоки должны быть распределены между РУ высшего и среднего напряжений так, чтобы потоки мощности были минимальны.

Мощность, передаваемая через автотрансформаторы связи в том или другом направлении, изменяется вследствие изменения нагрузки сетей, рабочей мощности станции, нарушения нормальной схемы системы и других причин. Номинальная мощность автотрансформаторов должна соответствовать максимальной мощности, передаваемой в том или ином направлении в наиболее тяжелых условиях. Применение получили следующие варианты связи: а) с одним трехфазным автотрансформатором на полную мощность; б) с двумя автотрансформаторами, каждый из которых рассчитан на половину передаваемой мощности (они могут быть присоединены к сборным шинам через общие или отдельные выключатели). Выбор варианта связи должен быть сделан с учетом режима электростанции, наличного резерва мощности частей системы высшего и среднего напряжений, перспектив развития энергосистемы и надежности связи. Обычно мощность автотрансформаторов связи не превосходит мощности блока. Обмотки низшего напряжения автотрансформаторов могут быть использованы для присоединения резервных трансформаторов СН.

В отечественных энергосистемах имеются станции с двумя напряжениями, в которых блоки распределены между РУ высшего и среднего напряжений, но без автотрансформаторов, связывающих эти устройства. Связь двух частей станции осуществляется через сеть на подстанциях (рис. 5, б). Такие схемы возможны и целесообразны при условии, что схема сети и пропускная способность линии соответствуют режиму станции.

На некоторых электростанциях с блоками 200 и 300 МВт для первых двух блоков в качестве повышающих трансформаторов применены автотрансформаторы, используемые также для связи РУ высшего и среднего напряжений (рис. 5, в). В таких схемах номинальная мощность автотрансформаторов должна быть выбрана так, чтобы мощность обмотки низшего напряжения $S_{Hном}$ соответствовала мощности генератора, МВ·А:

$$S_{Hном} = S_{ATном} K_T = S_{Гном},$$

или

$$S_{ATном} = \frac{S_{Гном}}{K_T}$$

Так как коэффициент тепловой мощности K_T меньше единицы, номинальная мощность автотрансформатора превосходит мощность генератора.

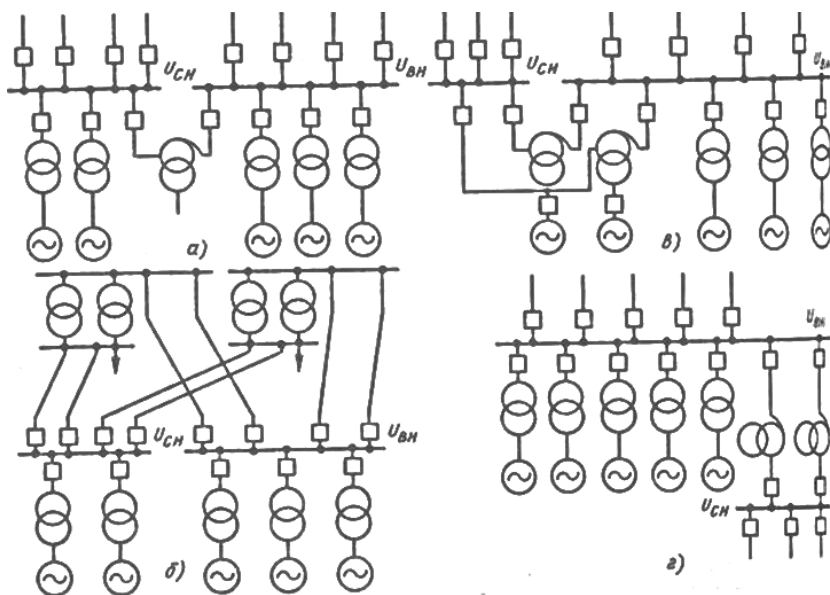


Рис. 5. Принципиальные схемы КЭС с двумя ступенями номинального напряжения:

а – связь через автотрансформаторы; б – связь через сеть; в – связь через блочные повышающие автотрансформаторы; г – связь через повышающие автотрансформаторы

В рассматриваемой схеме (рис. 5, в) автотрансформаторы могут пропустить мощность генераторов, присоединенных к обмоткам низшего напряжения, на сборные шины высшего напряжения и передать дополнительную мощность, ограниченную мощностью последовательной обмотки, от шин среднего напряжения на сборные шины высшего напряжения (режим 1). Автотрансформаторы могут так же пропустить мощность генераторов на сборные шины среднего напряжения, но не могут одновременно пропустить дополнительную мощность от сборных шин высшего напряжения на сборные шины среднего

напряжения (режим 2), поскольку общие обмотки автотрансформаторов будут перегруженными.

Недостатки рассматриваемой схемы заключаются в следующем. Размеры, масса и стоимость автотрансформаторов получаются значительными. В ряде случаев приходится устанавливать вместо одного два трехфазных автотрансформатора, включенных параллельно, или группу из однофазных автотрансформаторов, что нежелательно. Ток КЗ на шинах среднего напряжения, а также на стороне низшего напряжения значительно больше, чем в схемах с автотрансформаторами связи. Поэтому на станциях с блоками 500 МВт и выше использование автотрансформаторов в качестве повышающих трансформаторов оказывается нецелесообразно.

На станциях большой мощности при относительно небольшой нагрузке сети среднего напряжения и неясности перспективы ее развития выделение части блоков для энергоснабжения потребителей на среднем напряжении нецелесообразно. Энергоснабжение этих потребителей может быть обеспечено через понижающие автотрансформаторы соответствующей мощности, присоединенные к сборным шинам высшего напряжения (рис. 5, з).

Схемы РУ высшего и среднего напряжений. Распределительные устройства 330–750 кВ, через которые в систему выдается очень большая мощность, должны быть выполнены исключительно надежно. При большом числе присоединений применение получили схемы с двумя системами сборных шин типа 3/2 и 4/3; при относительно небольшом числе соединений – схемы типа простых и связанных многоугольников. Распределительные устройства 110–220 кВ обычно имеют большое число присоединений. Применение получили здесь схемы с двумя системами сборных шин и обходной системой с одним выключателем для каждого присоединения.

В качестве иллюстрации к изложенному на рис. 6. приведена типичная схема КЭС мощностью 4800 МВт с шестью блоками по 800 МВт, с двумя напряжениями 750 и 330 кВ. Чтобы не усложнять схему, на ней опущены разъединители, не показаны также трансформаторы СН. Как видно из рисунка, в блоках генератор – трансформатор установлены выключатели нагрузки QW. Четыре

блока с трехфазными трансформаторами по 1000 МВ·А присоединены к сборным шинам 330 кВ. Два блока с группами из однофазных трансформаторов 3×333 МВ·А. присоединены к сборным шинам 750 кВ. Для связи РУ 750 и 330 кВ предусмотрены две группы однофазных автотрансформаторов 3×333 МВ·А. Распределительное устройство 330 кВ выполнено с двумя системами сборных шин с присоединением каждой трех ветвей через четыре выключателя. Распределительное устройство 750 кВ выполнено по схеме шестиугольника. В обоих устройствах предусмотрено чередование в цепочке присоединений линий и блоков.

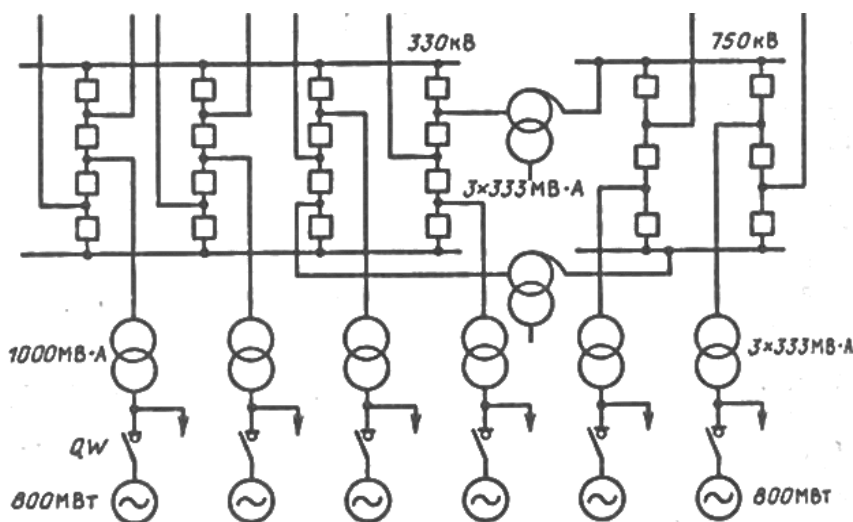


Рис. 6. Схема КЭС с шестью блоками по 800 МВт и напряжением 750 и 330 кВ

В качестве второго примера на рис. 7 приведена схема Экибастузской ГРЭС с восемью блоками по 500 МВт (выключатели нагрузки не показаны). Мощность станции выдается в сети 500 и 220 кВ.

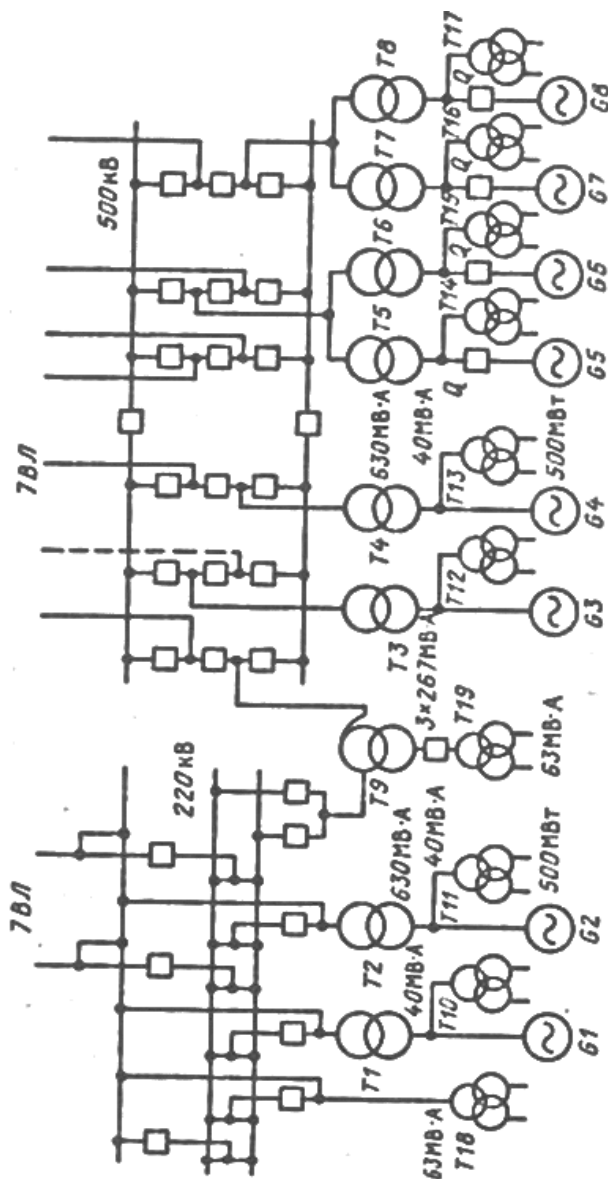


Рис. 7. Схема электрических соединений 200 и 500 кВ
Экибастузской ГРЭС

Как видно из рисунка, 500 и 220 кВ связаны через группу однофазных автотрансформаторов мощностью $3 \times 267 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Предусмотрена резервная фаза. К обмоткам низкого напряжения автотрансформатора присоединен резервный трансформатор СН Т19 мощностью 63 МВ·А. Второй резервный трансформатор СН Т18 присоединен к сборным шинам 220кВ. РУ 220 кВ выполнено с двумя системами сборных шин и обходной системы. Вместо шиносоединительного выключателя предусмотрены два выключателя в присоединении автотрансформатора. РУ 500 кВ выполнено по схеме 1.7. Блоки 5,6 и 7,8 соединены попарно. Повышающие трансформаторы трехфазные; предусмотрен трехфазный резервный трансформатор. В качестве третьего примера на рис. 8 приведена схема Березовской ГРЭС № 1 мощностью $3 \times 8 \times 800 = 6400 \text{ МВт}$. Как видно из рисунка, блоки объединены попарно и соединены с линиями 500 кВ по схеме ГТЛ. У генераторов предусмотрены упомянутые выше аппаратные генераторные комплексы (АГК) с выключателями нагрузки QW . Мощность блоков передается на подстанции; РУ 500 кВ на станции отсутствует. Для резервного электроснабжения системы СН станции предусмотрены две воздушные линии W 220 кВ от ближайших подстанций и два резервных трансформатора мощностью по 63 МВ·А.

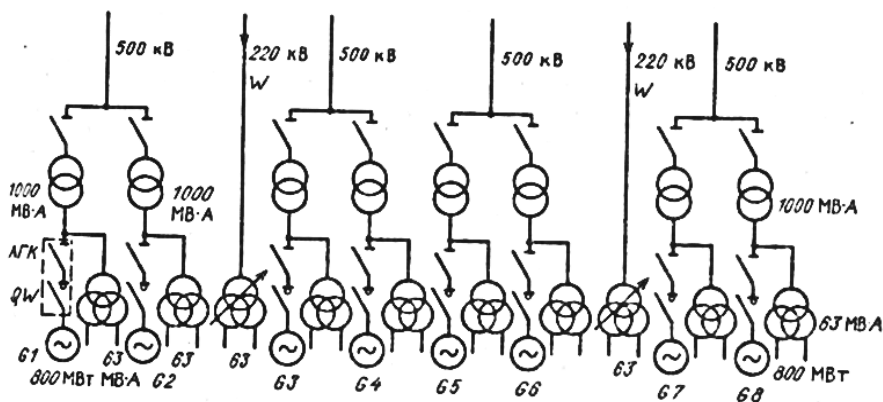


Рис. 8. Схема электрических соединений Березовской ГРЭС № 1

1.6. Схемы теплофикационных электростанций

Станции рассматриваемого типа были оборудованы агрегатами, мощность которых не превышала 30 и 60 МВт. Они предназначались для снабжения теплом и электроэнергией ближайших потребителей городов и промышленных предприятий. После некоторой реконструкции эти станции работают до настоящего времени. Большая часть электрической мощности выдается в местную распределительную сеть при напряжении 6–10 кВ без промежуточной трансформации. Связь станции с другими станциями системы осуществляется при напряжении 110–220 кВ через трансформаторы соответствующей мощности. К сборным шинам главного РУ 6–10 кВ присоединены генераторы, трансформаторы связи, линии распределительной сети и система СН (рис. 9).

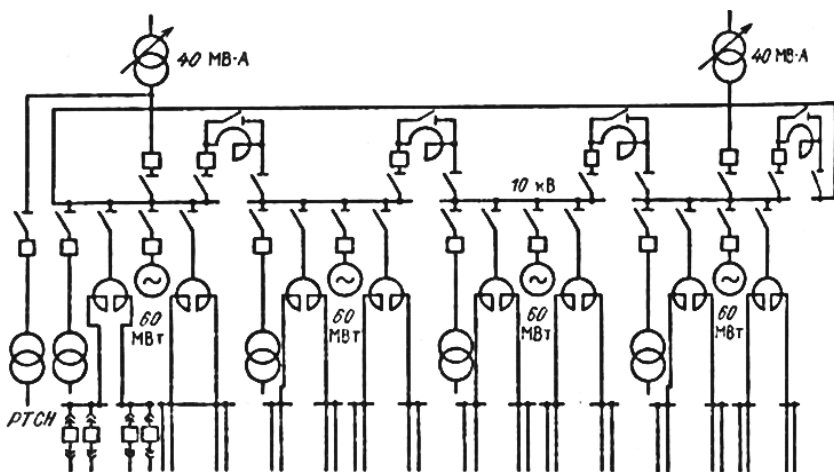


Рис. 9. Типовая схема РУ 10 кВ ТЭЦ с одной системой сборных шин

При параллельном включении на сборные шины нескольких генераторов указанной мощности с напряжением 6–10 кВ ток КЗ получается значительным. Возникает необходимость в его ограничении до значений, соответствующих отключающей способности и серийных выключателей (номинальный ток отключения наиболее мощного выключателя 6–10 кВ типа МГ-10 составляет 105 кА). С этой целью сборные шины разделяют на секции и соединяют их

через секционные реакторы и выключатели. Число секций зависит от числа генераторов, их мощности и напряжения. Обычно число секций находится в пределах от двух до четырех.

Ограничение тока в кабельной распределительной сети и на подстанциях до экономически целесообразных значений (примерно 10–15 кА) достигается с помощью линейных реакторов.

Желательно, чтобы секции РУ были нагружены одинаково и чтобы реакторы находились в точках токораздела. В этом случае напряжения секций при нормальной работе одинаковы. Однако это условие обычно не выполняется, так как число трансформаторов связи не соответствует числу секций и мощность, выдаваемая в сеть системы, непостоянна. Поэтому при нормальном режиме через секционные реакторы проходит некоторый ток и напряжения на секциях несколько различны. В случае отключения части генераторов или одного из трансформаторов ток через секционные реакторы увеличивается. Увеличиваются и отклонения напряжения на секции сборных шин от нормального. Замыкание сборных шин в кольцо способствует лучшему обмену мощностью между секциями.

В РУ с секционными реакторами обычно предусматривают коммутационные аппараты – выключатели или разъединители – с целью шунтирования реакторов при отключении части генераторов или трансформаторов, чтобы уменьшить отклонения напряжения на секциях сборных шин от нормального. Возможность такого шунтирования должна быть проверена соответствующим расчетом тока КЗ.

Мощность трансформаторов связи. Трансформаторы, предназначенные для связи с системой, работают обычно реверсивно. Они должны удовлетворять следующим условиям: 1) суммарная мощность трансформаторов должна быть достаточной для выдачи в сеть энергосистемы свободной мощности станции, равной разности номинальной мощности генераторов и мощности, выдаваемой в местную сеть в часы дневного минимума нагрузки. Эта разность зависит от режима потребления электроэнергии местными потребителями; 2) трансформаторы должны обеспечивать получение из энергосистемы мощности, необходимой местным потребителям при вынужденном отключении наиболее крупного генератора.

При выборе числа трансформаторов связи следует руководствоваться следующими соображениями. Установка одного трансформатора допустима только на электростанциях с одним или двумя генераторами, например, для первой очереди станции. На станциях с тремя-четырьмя генераторами необходимо иметь два трансформатора связи, суммарная мощность которых должна соответствовать указанным выше условиям.

Трансформаторы выбирают трехфазными. Для независимого регулирования напряжения на стороне высшего напряжения необходимы устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

Схемы РУ генераторного напряжения. Приблизительно до 1960 г. главные РУ 6–10 кВ ТЭЦ принято было выполнять с двумя системами сборных шин и размещать в двухэтажных зданиях. Объем строительных и монтажных работ был относительно велик. Позднее перешли к более простым РУ с одной системой сборных шин, стоимость которых значительно ниже, а надежность практически такая же, как схемы РУ с двумя системами сборных шин. На рис. 9 приведена типовая схема РУ 10 кВ ТЭЦ с четырьмя агрегатами по 60 МВт и двумя трансформаторами мощностью по 40 МВ·А. Сборные шины разделены на четыре секции, связанные через реакторы и секционные выключатели в кольцо. Для шунтирования секционных реакторов предусмотрены разъединители. Шунтирование и дешунтирование реакторов может быть произведено только при отключенном секционном выключателе. Для ограничения тока КЗ в распределительной сети предусмотрены сдвоенные линейные реакторы по два на каждую секцию. Питание системы СН осуществляется через понижающие трансформаторы 10/6 кВ, присоединенные к сборным шинам.

Схемы РУ высшего напряжения. Схемы этих устройств с напряжением 110–220 кВ зависят от числа трансформаторов связи и числа линий. Они должны быть также согласованы со схемой сети системы. Если число присоединений достигает шести – восьми, РУ обычно выполняют с двумя системами сборных шин и третьей обходной системой. При малом числе присо-

единений РУ может быть выполнено по схеме многоугольника или по одной из упрощенных схем. На многих ТЭЦ сборные шины высшего напряжения вообще отсутствуют; трансформаторы связаны в блоки с линиями и присоединены к сборным шинам ближайших узловых подстанций.

На многих ТЭЦ с агрегатами по 30–60 МВт, выполненных по описанным выше схемам и проработавших в течение ряда лет, возникла необходимость в расширении в связи с увеличением теплового потребления. Дополнительные генераторы мощностью 60–100 МВт оказалось целесообразным соединить в блоки с повышающими трансформаторами и присоединить к РУ высшего напряжения, чтобы избежать реконструкции РУ генераторного напряжения.

Электрические схемы ТЭЦ с агрегатами 120–200 МВт. Мощности ТЭЦ, предназначенных для энергоснабжения крупных промышленных предприятий и больших городов, достигают 1000 МВт и выше. Применение получили более экономичные агрегаты мощностью по 120, 165, 200 МВт. Основная мощность ТЭЦ выдается через сеть 110 кВ на понижающие подстанции и далее по сетям 6–10 кВ распределяется по территории завода или города. Связь с системой в зависимости от условий может быть выполнена при напряжении 110–220 кВ. В качестве примера на рис. 10 приведена схема Новосвердловской ТЭЦ с пятью агрегатами мощностью по 120 МВт. Как видно из рисунка, здесь предусмотрены две ступени напряжения – 110 и 220 кВ. РУ 110 кВ выполнено с двумя системами сборных шин и обходной системой. К нему присоединены 12 линий и три блочных агрегата. Четвертый генератор присоединен через трехтрехобмоточный автотрансформатор мощностью 250 МВ·А к РУ 110 и 220 кВ. Пятый генератор присоединен к РУ 220 кВ. Связь с системой осуществлена по двум линиям 220 кВ. РУ 220 кВ выполнено по схеме квадрата.

жения, присоединения к блокам на ответвлениях на участках между выключателями нагрузки генераторов и повышающими трансформаторами. Первые два блока имеют по два трансформатора мощностью 63 и 25 МВ·А, третий и четвертый блоки – по одному трансформатору мощностью 63 МВ·А. Резервный трансформатор СН мощностью 63 МВ·А получает питание по воздушной линии 220 кВ от ближайшей подстанции.

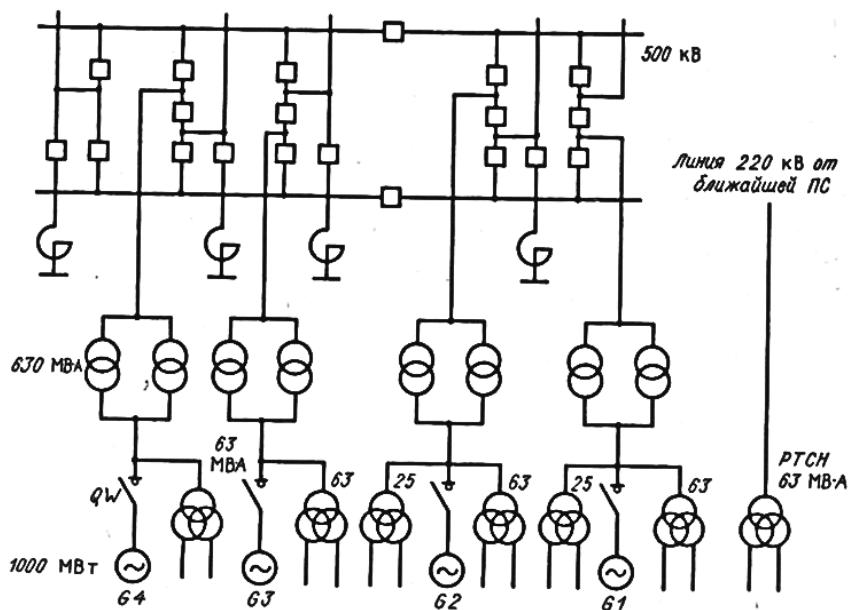


Рис. 11. Схема электрических соединений РУ 500 кВ
Ростовской АЭС

Распределительное устройство 500 кВ выполнено по полуторной схеме. Сборные шины секционированы, что способствует повышению надежности РУ. Для компенсации реактивной мощности предусмотрены шунтирующие реакторы, присоединенные к линиям через выключатели.

1.8. Схемы гидростанций и гидроаккумулирующих станций

Главные схемы ГЭС во многом схожи с схемами КЭС соответствующей мощности. Однако имеются и существенные различия, вызванные: 1) режимом работы ГЭС; последние используются в качестве пиковых и полупиковых станций с частыми пусками и остановами агрегатов, быстрым изменением их рабочей мощности от нуля до номинальной; 2) значительно большим числом гидроагрегатов по сравнению с числом турбоагрегатов на КЭС при одинаковой мощности станций, что объясняется зависимостью предельной мощности гидротурбины от напора.

При относительно небольшом напоре (порядка 10–30 м), характерном для равнинных рек, и предельном диаметре рабочего колеса (около 10 м) мощность гидроагрегата не превышает 60–120 МВт. При напоре порядка 100–200 м могут быть изготовлены гидроагрегаты мощностью 500–600 МВт (Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС).

На ГЭС получили применение схемы с блочными агрегатами, аналогичные схемам КЭС, с выдачей мощности в сети повышенных напряжений. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов используют простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. При таком построении схемы уменьшается число трансформаторов, упрощаются схемы РУ и резко сокращаются капиталовложения в электрическую часть ГЭС. Экономически целесообразная мощность укрупненных блоков зависит от напряжения сети, режима ГЭС, мощности системы и других условий. Чем больше мощность энергосистемы и ее аварийного резерва, тем большая мощность может быть объединена в блок. Электрическую схему ГЭС в целом строят по тому же принципу, что и схемы КЭС. Если вся мощность ГЭС должна быть выдана при одном напряжении, предусматривают сборные шины высшего напряжения, к которым присоединят блоки и линии. При двух ступенях напряжения применяют схемы с автотрансформаторами, связывающими сборные шины высшего и среднего напряжений, аналогичные схемам КЭС.

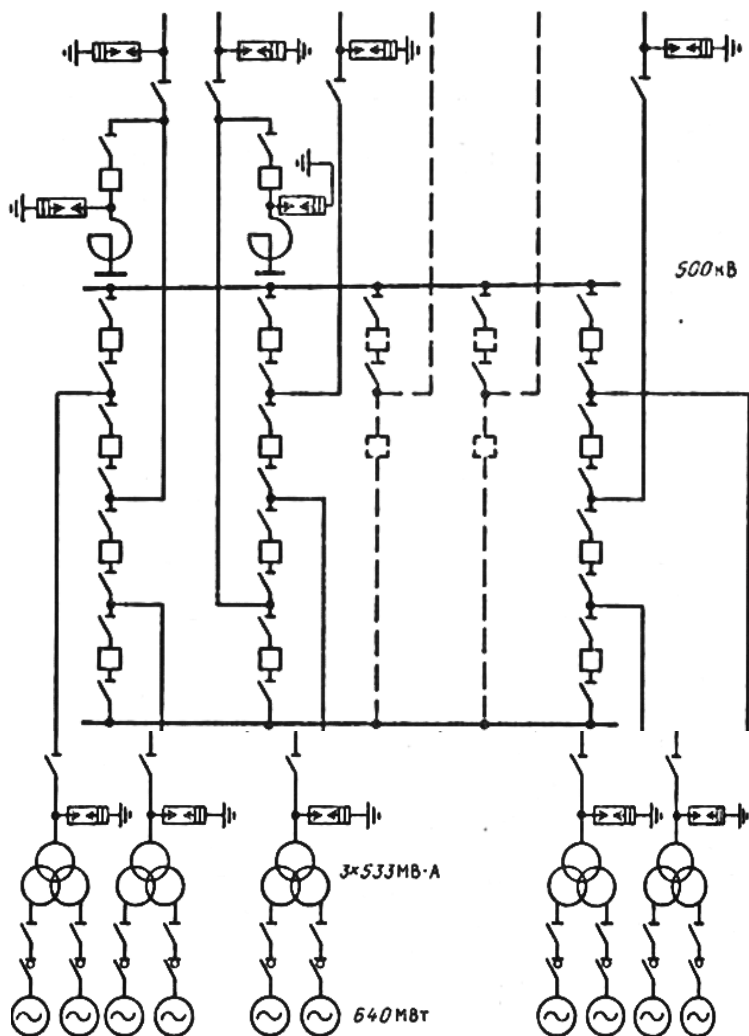


Рис. 12. Схема электрических соединений РУ 500 кВ
Саяно-Шушенской ГЭС

При проектировании электрической схемы ГЭС учитывают возможность изменения рабочей мощности станций в пределах от минимальной до номинальной, и строят схему так, чтобы потребители электрической энергии, присоединенные к сети сред-

него напряжения, а также система СН были обеспечены энергией при всех режимах, в т. ч. и при отключении, всех генераторов, если такой режим может иметь место. Соответственно выбирают число и мощность трансформаторов и автотрансформаторов связи.

В качестве примера приведена схема электрических соединений Саяно-Шушенской ГЭС на Енисее с 10 агрегатами мощностью по 640 МВт и выдачей всей мощности в сеть 500 кВ (рис. 12). Как видно из рисунка, каждые два генератора присоединены к общей группе повышающих однофазных трансформаторов мощностью $3 \times 533 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ с расщепленными обмотками низшего напряжения. ГУ 500 кВ выполнено по схеме 4/3 с тремя цепочками, к которым присоединены блочные агрегаты и четыре линии. Предусмотрена возможность присоединения еще двух линий при развитии сети. На схеме не показаны трансформаторы СН и измерительные трансформаторы.

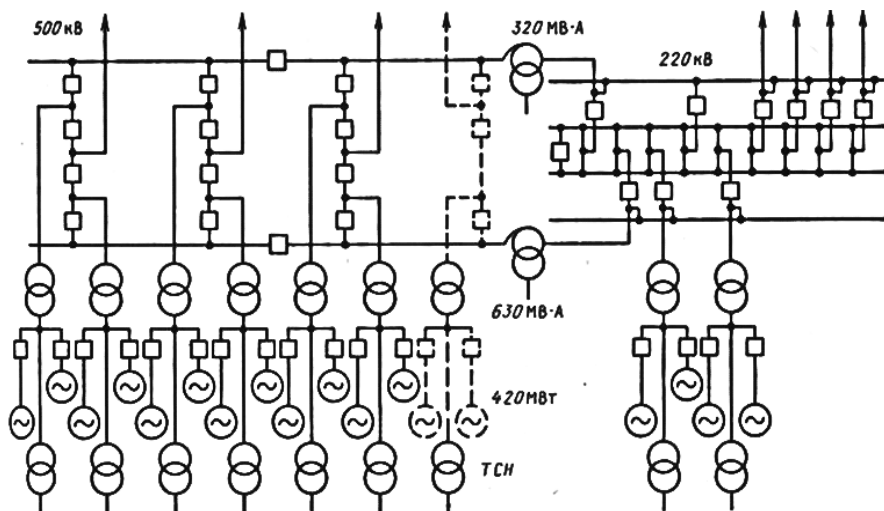


Рис. 13. Схема электрических соединений РУ 220 и 500 кВ
Усть-Илимской ГЭС

На рис. 13 приведена принципиальная электрическая схема Усть-Илимской ГЭС на Ангаре с 18 генераторами по 240 МВт и двумя ступенями напряжения 220 и 500 кВ. Предусмотрены во-

семь укрупненных блоков, каждый из которых состоит из двух генераторов и повышающего трансформатора $630 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Два блока присоединены к сборным шинам 220 кВ и шесть блоков – к сборным шинам 500 кВ, РУ 500кВ выполнено по схеме 4/3 с тремя цепочками, каждая из которых состоит из двух блоков и одной линии. Четвертая цепочка (изображена пунктиром) подлeжит сооружению в будущем; она состоит из одного блока и одной линии. В сборных шинах предусмотрены секционные выключатели. Распределительное устройство 220 кВ выполнено с двумя системами сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение и обходной системой. Предусмотрены шиносоединительный выключатель и обходной выключатель; РУ 500 и 220 кВ соединены между собой двумя автотрансформаторами мощностью по $320 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Электрические схемы ГАЭС. На новейших ГАЭС наибольшее применение получили двухмашинные агрегаты, состоящие из обратимой гидромашины (насосотурбины) и синхронной электрической машины. Единичная мощность обратимых агрегатов при напорах 150 м достигла 100 МВт, а при напорах 500 м – 250 МВт. Заметна тенденция к дальнейшему увеличению их мощности соответственно до 250 и 450 МВт. Электрические машины обратимых агрегатов должны быть приспособлены для реверсивной работы и тяжелых условий пуска.

В турбинном режиме обратимый агрегат работает как обычный гидроагрегат, нагрузка которого зависит от режима системы. В насосном (двигательном) режиме электрическая машина работает как синхронный двигатель, нагруженный до номинальной мощности. В часы, когда агрегаты ГАЭС не работают в турбинном или насосном режиме, они обычно находятся в режиме синхронного компенсатора. При этом вода отжата из полости рабочего колеса, и электрическая машина работает в режиме двигателя, потребляя из сети небольшую активную мощность.

При работе обратимого агрегата в качестве резервного агрегата активной мощности он вращается электрической машиной в турбинном, направлении. При понижении частоты в системе под действием соответствующих автоматических устройств происходит открытие направляющего аппарата насосотурбины и возбуждение электрической машины; последняя в течение 15–20 с нагружается до номинальной мощности.

Пуск обратимого агрегата в турбинный режим производится так же, как пуск обычного гидроагрегата, он продолжается не более 1–2 мин. Пуск агрегата в насосный режим сложнее и требует большего времени. В зависимости от мощности и типа агрегата для пуска в насосный режим применяют следующие способы:

а) асинхронный пуск через пусковой реактор или автотрансформатор;

б) пуск с помощью вспомогательного асинхронного электродвигателя с фазным ротором, посаженного на вал агрегата. Когда агрегат достигает под синхронной частоты вращения, он возбуждается и входит в синхронизм;

в) частотный пуск, при котором гидроагрегат разворачивается до под синхронной частоты с помощью дополнительно установленного пускового гидроагрегата меньшей мощности, не используемого для пуска двух обратимых гидроагрегатов. Электрические машины пускового и обратимого агрегатов соединяют электрически и запускают одновременно.

Для обратимых агрегатов мощностью свыше 100 МВт обычно предусматривают вспомогательные разгонные электродвигатели, для агрегатов мощностью свыше 250 МВт – частотный пуск. Чтобы облегчить процесс пуска, предварительно удаляют воду из полости рабочего колеса пускаемого агрегата; применяют масляную или электромагнитную разгрузку подпятника.

Гидроаккумулирующие станции размещают преимущественно в центрах нагрузок. Выдачу мощности в сеть электрической системы осуществляют через повышающие трансформаторы снабженные устройствами РПН. При этом укрупняют блоки, присоединяя несколько электрических машин к повышающему трансформатору через выключатели. Укрупненные блоки присоединяют короткими воздушными или кабельными линиями 110–500 кВ к сборным шинам ближайших узловых станций.

В качестве примера на рис. 10 приведена электрическая схема ГАЭС с четырьмя обратимыми гидроагрегатами по 250 МВт. Они присоединены попарно к повышающим трансформаторам мощностью по 500 МВ · А с расщепленными обмотками низшего напряжения. Гидроаккумулирующая станции связана с сетью системы двумя линиями 330 кВ. У каждой элек-

трической машины предусмотрены силовой выключать и два параллельно соединенных разъединителя для изменения порядка чередования фаз (А, В, С и А, С, В) при изменений направления вращения гидроагрегата. Эти разъединители снабжены электродвигательными приводами. В зависимости от режима агрегата (двигательный или генераторный) включают соответствующий разъединитель.

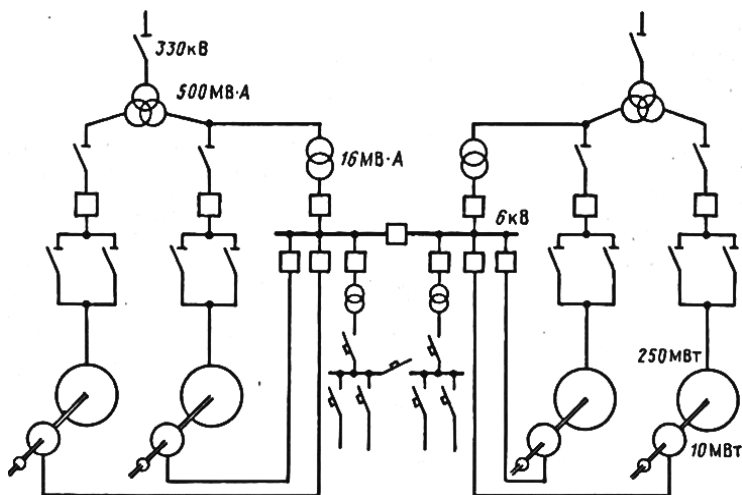


Рис. 14. Схема ГАЭС с четырьмя обратимыми гидроагрегатами по 250 МВт

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

2.1. Синхронные генераторы, принципы действия

На современных электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Первичными двигателями для них являются паровые турбины или гидротурбины. В первом случае это турбогенератор, а во втором – гидрогенератор.

Паровые турбины, являющиеся первичными двигателями, наиболее экономичны при высоких скоростях, но здесь конструкторов ограничивает строгая связь для синхронных генераторов:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p},$$

где f – частота сети, p – число пар полюсов генератора. При принятой стандартной частоте 50 Гц и наименьшем возможном числе пар полюсов $p=1$ наибольшее число оборотов определяется так:

$$n = \frac{60 \cdot 50}{1} = 3000 \text{ об / мин}.$$

Большинство турбогенераторов быстроходные, т.е. имеют максимальное число оборотов 3000. Если бы наши электроустановки были рассчитаны на частоту 60 Гц, то номинальное число оборотов соответственно увеличилось бы до 3600.

Генераторы небольших мощностей, соединенные с дизелями и другими поршневыми машинами, изготавливаются на 750–1500 об/мин. Большие скорости вращения ротора отражаются на его конструкции – это цилиндрическая, цельнокованая поковка из специальной легированной стали. Вдоль поверхности ротора фрезеруют радиальные пазы, в которые укладывается обмотка возбуждения. Пазы закрываются клиньями, а в лобовой части обмотка укрепляется бандажными кольцами. Ротор турбогенератора гладкий, неявнополюсный, диаметром 1,1–1,2 м,

длиной 6–6,5 м. Сердечник статора шихтуется из листов электротехнической стали в пакеты, между которыми образуются вентиляционные каналы. В пазы статора укладывается обмотка, закрепляемая деревянными или текстолитовыми клиньями, а лобовые части тщательно прикрепляются к конструктивным частям статора. Корпус статора изготавливается сварным и с торцов закрывается щитами с герметическими уплотнениями.

Для АЭС ввиду низких параметров пара целесообразно применять четырехполюсные генераторы с частотой вращения 1500 об/мин.

Гидрогенераторы большой и средней мощности выполняются с вертикальным валом, в верхней части которого располагается генератор, а в нижней – гидротурбина. Мощность гидротурбины и ее скорость определяются величиной напора и расхода воды. Гидрогенераторы при больших мощностях изготавливаются на 60–125 об/мин, при средних и малых – на 125–750 об/мин, т.е. они являются тихоходными машинами.

Вертикальные гидрогенераторы подвешенного типа (рис. 15) имеют один подпятник 15, 16, 17, расположенный в верхней крестовине, к которой «подвешен» ротор генератора 7, 8» колесо турбины. Нижний 12 и верхний 13 направляющие подшипники обеспечивают вертикальное положение вала.

В гидрогенераторах зонтичного типа подпятник находится под ротором, в нижней крестовине, что позволяет снизить высоту всего агрегата, а следовательно, и здания ГЭС. Такое исполнение применяется для мощных агрегатов.

Статор гидрогенератора выполняется принципиально так же, как у турбогенератора. Ротор тихоходных гидроагрегатов имеет большое количество полюсов. Так, при числе оборотов 200

$$P = \frac{60 \cdot 50}{200} = 15 \text{ пар полюсов} ,$$

а при $n = 68,2$ об/мин $p = 44$ пары, т. е. на обode ротора надо разместить 88 полюсов. Это приводит к необходимости увеличить диаметр ротора до 16–22 м. Полюсы ротора с обмоткой возбуждения крепятся на обode ротора 7. Кроме основной обмотки

возбуждения, полюсы снабжены успокоительной обмоткой из медных стержней, уложенных в пазах полюса у периферии.

Находят применение капсульные гидрогенераторы с горизонтальным валом, заключенные в водонепроницаемую оболочку, которая обтекается потоком воды, приводящим в движение колесо гидротурбины.

2.2. Номинальные параметры и условия работы генераторов

Номинальный (нормальный) режим работы – это длительно допустимый режим с параметрами, указанными в паспорте генератора.

Номинальное напряжение – это междуфазное напряжение обмотки статора в номинальном режиме. Согласно ГОСТ 533-85 установлена следующая шкала стандартных напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); (18); 20 и 24 кВ.

Допускается работа генератора с номинальной мощностью при отклонении напряжения $\pm 5\%$. Длительно допустимое эксплуатационное напряжение не должно превышать номинального значения.

Номинальная активная мощность генератора, МВт,

$$P_{\text{ном}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}} \cos \varphi, \quad (1)$$

полная мощность, МВ·А,

$$Q_{\text{ном}} = \pi r^2 = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}}, \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение и ток; $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности.

Согласно ГОСТ 553-85Е принята шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000 МВт.

Шкала номинальных мощностей крупных гидрогенераторов нестандартизована.

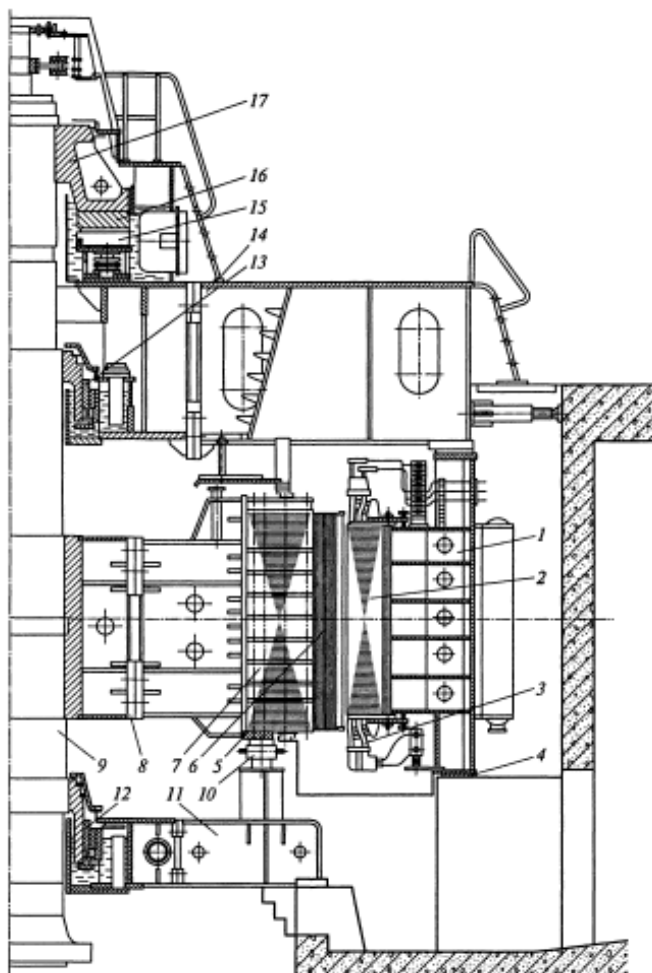


Рис. 15. Гидрогенератор подвесного исполнения
(353 МВ·А, 200 об/мин):

- 1 – корпус статора; 2 – сердечник статора; 3 – обмотка статора;
- 4 – фундаментная плита; 5 – кольцо тормозное; 6 – плюс;
- 7 – обод ротора; 8 – осто́в ротора; 9 – вал; 10 – тормоз-домкрат;
- 11 – крестовина нижняя; 12 – нижний направляющий подшипник;
- 13 – верхний направляющий подшипник; 14 – крестовина верхняя;
- 15 – сегмент подпятника; 16 – диск подпятника;
- 17 – втулка подпятника

Номинальный $\cos \varphi$ принят равным: 0,8 – для генераторов до 100 МВт; 0,85 – для турбогенераторов до 500 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт; 0,9 – для более мощных генераторов.

Номинальной мощности генератора соответствует определенная температура охлаждающего воздуха, водорода или воды и длительно допустимая температура нагрева обмоток статора и ротора, а так же активной стали магнитопровода.

Допустимый нагрев частей генератора зависит от теплоустойчивости применяемых изоляционных материалов.

Изолирующие материалы в процессе эксплуатации подвергаются старению и теряют свои изолирующие свойства, поэтому **систематические перегрузки генераторов недопустимы**. Однако в аварийных условиях допускается кратковременная перегрузка по току статора и ротора [13], приведена в табл. 2 и 3.

Таблица 1
Допустимая температуры нагрева турбогенераторов, °С

Часть генератора	Класс изоляции		
	В	F	H
Обмотка статора	105	120	140
и активная сталь	130	135	160
Обмотка ротора			

Таблица 2
Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		Водой	водородом
60	1.1	1.1	-
15	1.15	1.15	-
6	1.2	1.2	1.15
4	1.3	1.3	1.2
3	1.4	1.35	1.25
2	1.5	1.4	1.3
1	2.0	1.5	1.5

Таблица 3

Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт), ТВФ-120
60	1.06	1.06
4	1.2	1.2
1	1.7	1.5
0.5	2.0	-
0.33	-	2.0

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность; $U_{ном}$ – номинальное напряжение статора; $\cos \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности, $n_{ном}$ – номинальная частота вращения, $\eta_{ном}$ – номинальный КПД; ОКЗ – отношение короткого замыкания; $x''d$ – Сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; $x'd$ – Переходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_d – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_σ – Реактивное сопротивление рассеяния; x_2 – Индуктивное сопротивление обратной последовательности обмотки якоря; x_0 – Индуктивное сопротивление нулевой последовательности обмотки якоря; T_{d0} – Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутых обмотке якоря и демпферной обмотке; $T'd(3)$ – Переходная постоянная времени обмотки возбуждения; $T''d(3)$ – Сверхпереходная постоянная времени обмотки возбуждения; $T_a(3)$ – Постоянная времени обмотки якоря; J – момент инерции ротора генератора; m – общая масса генератора; Ист.инф – источник информации

Тип	$P_{ном},$ МВт	$U_{ном},$ кВ	$\cos \varphi$	$\eta_{ном}, \%$	ОКЗ	$X''d$	$X'd$	X_d , отн.ед	X_c , отн.ед	X_2 , отн.ед	X_0 , отн.ед	Td_0, C	$T'd(3), C$	$T''d(3), C$	$Ta(3), C$	$I, T-M$	Возбуждение или тип воздушная	m, t	Иет.нф
ТФ-1,5-2	1,5	6,3	0,8	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	8,2	2
692	2,5	6,3	0,8	96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Электронная возбудитель	10,17	9
ТФ-3-2	3	6,3	0,8	95,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Статическая	19	2
Т-6-2У3	6	6,3	0,8	96,2	0,822	0,121	0,171	1,651	0,112	0,147	0,067	7,45	0,77	0,096	0,13	1,3	Бесшотная	18,9	5,4,7
Т-6-2	6	6,3	0,8	96,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	22	2
Т-6-2 РТЗ.1	6	10,5	0,8	97,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	3
Т-6-2У3	6	10,5	0,8	97,4	0,692	0,119	0,172	1,71	0,112	0,145	0,058	7,26	0,726	0,091	1,132	1,3	Бесшотная	18,9	5,4,7
ТФ-10-2	10	10,5	0,8	96,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	32	2
Т-12,5-2	12,5	6,3	0,8	97,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,4	5
Т-12,5-2	12,5	10,5	0,8	97,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,4	5
ТФ-16-2	16	10,5	0,8	97,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	2
Т-25-2	25	6,3	0,8	98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	5
Т-25-2	25	10,5	0,8	98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	5
ТФ-25-4	25	10,5	0,8	1500	97,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	80	2
ТФ-25-2	30	10,5	0,8	98,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	70	2
ТВС-32-2У3	32	6,3	0,8	98,3	0,488	0,143	0,233	2,458	0,118	0,174	0,068	10,4	1,01	0,126	0,212	1,35	3000	78,4	1,4,7
ТВС-32-2У3	32	10,5	0,8	98,3	0,437	0,153	0,26	2,648	0,118	0,187	0,068	10,4	1,01	0,126	0,212	1,35	3000	78,4	1,4,7
ТФ-32-2	32	10,5	0,8	98,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	5
ТФ-32-2	32	6,3	0,8	98,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	5
ТФ-36-2	36	10,5	0,8	98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	90	2
ТФ-50-2	50	6,3	0,8	98,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133,6	5
ТФ-50-2	50	10,5	0,8	98,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133,6	5
ТФС-63-3600	50	11	0,8	98,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	прислота	108	5
ТФ-60-2	60	10,5	0,8	98,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Бесшотная	120	2
ТВФ-63-2У3	63	6,3	0,8	98,4	0,544	0,203	0,302	1,91	0,121	0,248	0,102	6,2	0,98	0,12	0,39	2,4	прислота	140	1,5,4

(130)

1. Серии турбогенераторов и структуры условных обозначений типов приведены ниже в таблице

2. Источник информации: 1 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – «Оборудование станций и подстанций»; 3 – БД «Промышленные каталоги 1994-2000гг.» (CD-ROM); 4 – Неклепаев .Б.Н. Крючков И.П Электрическая часть электростанций и подстанций. 5- Номенкл.справочник научно- производственного объединения ОАО “ЭЛСИБ”, 6 – Рекламный лист компании “ЛЭЗ” ТД “НОВАЯ СИЛА”, 7 – Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ под ред С. С. Рокотяна

Таблица 5

Условные обозначения турбогенераторов

Серия	Структура условного обозначения
Серия ТВ – турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением обмоток статора и ротора и непосредственным охлаждением железа статора.	ТВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – водородное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВФ – турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по схеме самовентилиации и косвенным охлаждением обмотки статора.	ТВФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – водородное охлаждение; Ф – форсированное охлаждение обмотки ротора; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВВ – турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по схеме самовентилиации и непосредственным водяным охлаждением обмотки статора.	ТВВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора и железа статора; В – непосредственное водяное охлаждение обмотки статора; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТЗВ – турбогенераторы с полным водяным охлаждением. Непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора, также непосредственное водяное охлаждение железа сердечника статора.	ТЗВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ЗВ – полное водяное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.

Продолжение таблицы 5

Серия ТЗВА – асинхронизированные турбогенераторы с полным водяным охлаждением. Непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора, также непосредственное водяное охлаждение железа сердечника статора.	ТЗВА-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; 3В – полное водяное охлаждение; А – асинхронизированный; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТФ – турбогенераторы с форсированной воздушной системой охлаждения. Охлаждение обмотки ротора – непосредственное или косвенное, в зависимости от типа генератора.	ТФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; Ф – форсированное воздушное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТЗФ – турбогенераторы с форсированной воздушной системой охлаждения. Отличаются от серии ТФ разделением потоков воздуха, охлаждающего статор и ротор.	ТФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; 3Ф – форсированное воздушное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВМ – турбогенераторы с масляным охлаждением активных и конструктивных частей статора при заполнении статора изоляционным маслом	ТВМ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ВМ – водомасляное охлаждение; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия АСТГ – асинхронизированные турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по замкнутому циклу и непосредственным водяным охлаждением обмотки статора.	АСТГ-Х-2УЗ: АС – асинхронизированный синхронный; ТГ – турбогенератор Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТГВ – турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением. Непосредственное водородное охлаждением обмотки ротора и железа статора, и непосредственное водяное охлаждение обмотки статора.	ТГВ-Х-2УЗ: ТГ – турбогенератор; В – водородно-водяное охлаждение обмоток; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.

Таблица 6

Параметры гидротурбин

Тип	Сном МВхА	Уном, кВ	пном, об/мин	cos Ψ	$\eta_{ном}$, %	Xd,%	Xd,%	X' d,%	X'' d,%	X ₂ %	X0,%	ОКЗ	Td0,C	J, т-м	Исполнение	м.т
СВ325/67-24УХЛ4	5	6,3	250	0,8	96,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68
СВ325/73-20УХЛ4	7	6,3	300	0,8	97,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73
ВТС 440 69-28	9,4	10,5	214	0,8	96,1	97	-	32	21	-	-	1,1	-	100	Полвесное	108
СТКВ538/160-70	19	3,15	85,7	0,92	96	133	-	56	44	-	-	0,87	-	250	Капсульное	166
СТКВ480/115-64	20	3,15	93,8	1	96,3	194	-	57	45	45	-	-	-	162,5	Капсульное	170
ВТС525/125-28	26,9	10,5	214	0,8	96,3	90	-	27	19	-	-	1,3	-	325	Полвесное	241
ИТС 800/110-52	35	10,5	115,4	0,8	96,7	110	-	41	27	-	-	1	-	1450	Зонтичное	345
СВО 733/130-36	45,6	10,5	166,7	0,9	97,4	105	-	33	30	33	-	1	-	1270	Полвесное	450
СВ 808/130-40	64,7	10,5	150	0,85	97,7	93	63	35	22	22,2	8,2	-	-	1875	Зонтичное	-
СВ 1343/140-96УХЛ4	65	13,8	62,5	0,85	97,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	883
ВТС 1525/135-120	70,6	10,5	50	0,85	97,2	66	50	32	28	-	-	1,62	-	18300	Зонтичное	850
СВ 1210/122-60УХЛ4	94	13,8	100	0,85	98	99	61	28	20	-	-	-	-	26000	-	727
ВТС 1260/147-68	97	13,8	88,25	0,85	97,5	76	-	28	21	-	-	1,47	-	9250	Зонтичное	784
СВ 1280/145-68 УХЛ4	107	13,8	88,2	0,85	98,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	910
СВ 1070/145-52	110	13,8	115,4	0,8	97,6	110	-	34	22	-	-	1	-	6000	Зонтичное	700
СВ 1130/140-48	117,7	13,8	125	0,85	98	91	59	26	21	22	10	-	-	7250	Зонтичное	-
СВ 1262/172-60УХЛ4	120	15,75	100	0,9	98,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1090
СВ1500/200-88	127,7	13,8	68,2	0,9	97,6	52	-	20	15	15	-	-	-	25000	Зонтичное	1350
ГСВ 1230-140-48УХЛ4	137,6	-	125	0,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	900
СВ865/232-28УХЛ4	200	15,75	214	0,85	98,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1031
СВО1170/190-36	209	15,75	166,7	0,85	97,8	122	-	32	18	-	-	0,87	-	7500	Зонтичное	950

2.3. Системы охлаждения генераторов

При работе генератора происходят потери энергии, превращающиеся в теплоту, которая нагревает обмотки, сталь статора и ротора. Для удаления этой теплоты необходима система искусственного охлаждения.

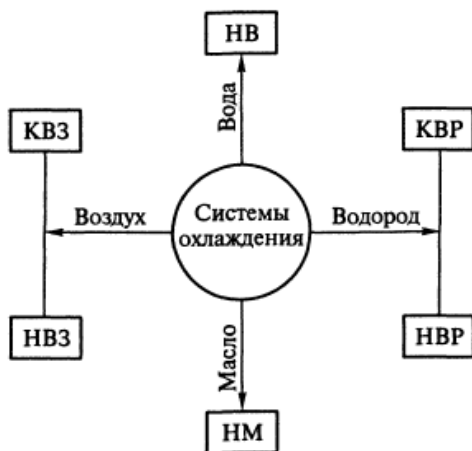


Рис. 16. Системы охлаждения генераторов:

*КВЗ – косвенное воздухом; НВЗ – непосредственное воздухом;
КВР – косвенное водородом; НВР – непосредственное водородом;
НВ – непосредственное водой; НМ – непосредственное маслом*

Охлаждение можно производить воздухом, водородом, водой, маслом (рис. 16). Отвод теплоты может осуществляться непосредственно от проводников обмотки по каналам, расположенным внутри пазов, или косвенно от поверхности ротора и статора. Эти системы охлаждения имеют условное буквенное обозначение, применяемое в паспортных данных генераторов. Например: КВР – косвенное охлаждение водородом; НВ – непосредственное охлаждение водой.

Рассмотрим основные особенности систем охлаждения генераторов.

Воздушное охлаждение косвенное ротора и статора применяется в турбогенераторах мощностью до 25 МВт и в гидротурбогенераторах до 250 МВт. Проточная система охлаждения применяется для генераторов небольшой мощности (до 2–4 МВ-А). В этой системе воздух забирается из помещения и с помощью вентиляторов, насаженных на вал генератора, прогоняется через зазор между статором и ротором по вентиляционным каналам. При этом изоляция обмоток быстро загрязняется и срок службы генератора уменьшается. Замкнутая система охлаждения предусматривает циркуляцию одного и того же объема воздуха по замкнутому контуру: из камеры холодного воздуха с помощью вентиляторов на валу генератора воздух нагнетается в машину, охлаждает поверхность статора и ротора, попадает в камеру горячего воздуха, проходит через воздухоохладитель и вновь поступает в генератор. Для восполнения потерь воздуха за счет утечек пыли. В этих турбогенераторах предусматривается непосредственное охлаждение обмоток ротора воздухом, проходящим в каналах обмотки внутри паза. (В обозначении типа турбогенератора буква Ф обозначает «форсированное» охлаждение.) Эта серия выпускается с 1991 г. ОАО «Электросила» в основном для замены устаревших, выработавших свой срок генераторов ТВФ-63-2, ТВ-60-2 и др. с установкой на тех же фундаментах [7].

Турбогенераторы серии ТЗФ имеют улучшенные характеристики по сравнению с ТФ, т. к. в них разделены потоки воздуха, охлаждающего статор и ротор, применена трехконтурная система, поэтому исключено взаимное отрицательное действие потоков, что позволило снизить нагрев обмоток и конструктивных частей генератора. Охлаждающий воздух циркулирует под действием двух центробежных вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается в водовоздушных охладителях. Турбогенераторы этой серии применяются на паротурбинных, газотурбинных и парогазотурбинных установках.

Гидрогенераторы имеют значительно большую поверхность охлаждения, чем турбогенераторы, т. к. диаметр ротора у них в несколько раз больше. Это позволяет применять воздушное охлаждение для мощных гидрогенераторов.

На рис. 17 показан разрез по гидрогенератору мощностью 225 МВт, имеющему радиальную систему воздушной вентиляции. Воздух поступает сверху и снизу и под действием избыточного давления, созданного вращающимся ротором, проходит через каналы в ободу ротора, промежутки между полюсами, воздушный зазор, каналы магнитопровода статора, выходит в корпус статора и через отверстия в корпусе – в охладители. Пройдя охладители, воздух по каналам в фундаменте и между лапами верхней крестовины вновь поступает в генератор.

Водородное охлаждение к о с в е н н о е турбогенераторов устроено по такой же схеме, как и воздушное. На рис. 18 показана схема многоструйного водородного охлаждения. Преимуществами применения водорода являются: в 7 раз большая теплопроводность, в 14 раз меньшая плотность, в 1,44 раза больший коэффициент теплоотдачи с поверхности. Более эффективное охлаждение позволяет при тех же размерах увеличить мощность турбогенераторов на 15–20 %, а синхронных компенсаторов – на 30%.

Благодаря меньшей плотности водорода уменьшаются вентиляционные потери, в результате чего возрастает КПД на 0,8–1 %. Изоляция в среде водорода не окисляется, поэтому повышается срок службы изоляции обмоток.

Однако применение водорода для охлаждения связано с опасностью взрыва смеси водорода с воздухом (от 4,1 до 74% H_2).

Машины с водородным охлаждением должны иметь газоплотный корпус, масляные уплотнения вала, уплотнения токопроводов к обмоткам ротора и статора, уплотнения крышек газоохладителей, лючков и съемных торцевых щитов. Суточная утечка водорода из корпуса должна быть не более 5% [13]. В процессе эксплуатации должны поддерживаться чистота водорода в корпусах генераторов с косвенным охлаждением – 97%, с непосредственным охлаждением – 98 % и некоторое избыточное давление водорода 0,3–0,6 МПа, чтобы не происходил подсос воздуха в корпус. Таким образом, использование достоинств водородного охлаждения связано с усложнением конструкции и эксплуатации генераторов.

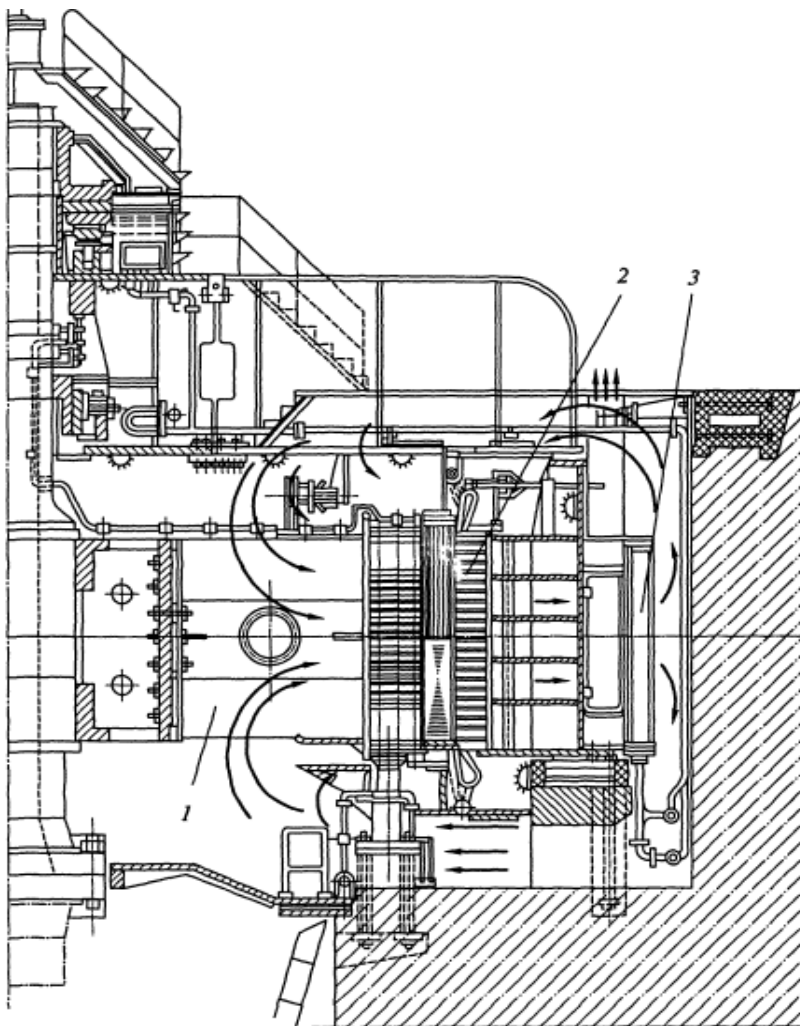


Рис. 17. Воздушное охлаждение гидрогенератора
Братской ГЭС мощностью 225 МВт:
1 – ротор; 2 – статор; 3 – воздухоохладитель

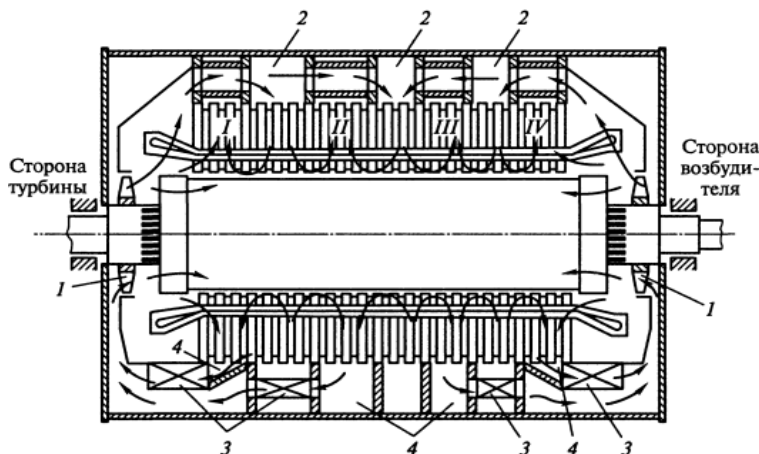


Рис. 18. Многоструйная система водородного охлаждения турбогенератора:

1 – вентилятор; 2 – камера холодного газа; 3 – газоохладители;
4 – камера горячего газа

На рис. 19 показана принципиальная схема газового хозяйства системы водородного охлаждения. При заполнении корпуса генератора водородом воздух сначала вытесняется углекислым газом во избежание образования гремучей смеси. Затем углекислый газ под давлением подается из баллонов 10 в нижний коллектор 9, воздух вытесняется через верхний коллектор 6 и выпускается наружу. Когда весь объем корпуса генератора будет заполнен углекислотой с концентрацией около 90 %, закрывается вентиль «Выпуск газа» и в верхний коллектор подается из баллонов 7 водород, который вытесняет углекислоту через нижний коллектор и открываемый вентиль «Выпуск углекислоты». Как только чистота водорода достигнет заданного уровня, закрывается вентиль «Выпуск углекислоты», и давление водорода доводится до нормального. При останове генератора для ревизии или ремонта сначала из корпуса вытесняется водород с помощью углекислоты, которая затем вытесняется воздухом. Во время работы осуществляется автоматический контроль чистоты водорода газоанализатором 4; давление в корпусе до вентилятора А и за вентилятором Б – манометром 3 и реле давления 5. Постоянно контролируется давление масла в уплотнениях подшипников.

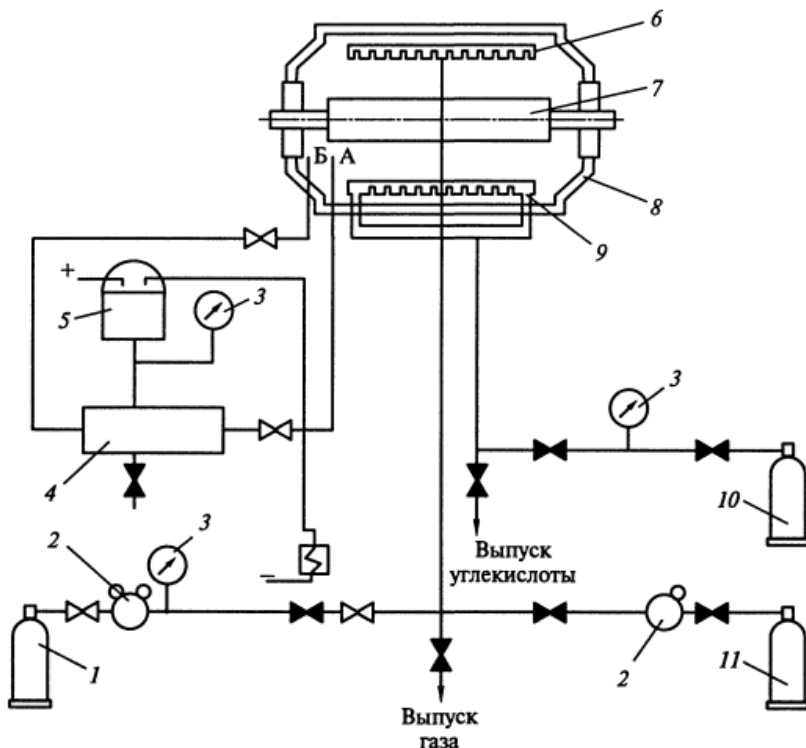


Рис. 19. Принципиальная схема газового хозяйства системы водородного охлаждения:

1 – баллоны с водородом; 2 – редуктор; 3 – манометр;
4 – газоанализатор; 5 – реле давления; 6, 9 – верхний и нижний
коллекторы; 7 – ротор; 8 – корпус генератора; 10 – баллоны с углекислым
газом; 11 – баллоны сжатого воздуха; П – трубопровод в области за
вентилятором; Б – трубопровод в области до вентилятора

Непосредственное водородное охлаждение турбогенераторов применяется для машин мощностью 60 МВт и более. В генераторах серии ТВФ статор имеет косвенное водородное охлаждение, а ротор – непосредственное водородное, когда водород подается внутрь полых проводников со стороны торцевой части ротора (разрез *В–В* на рис. 20).

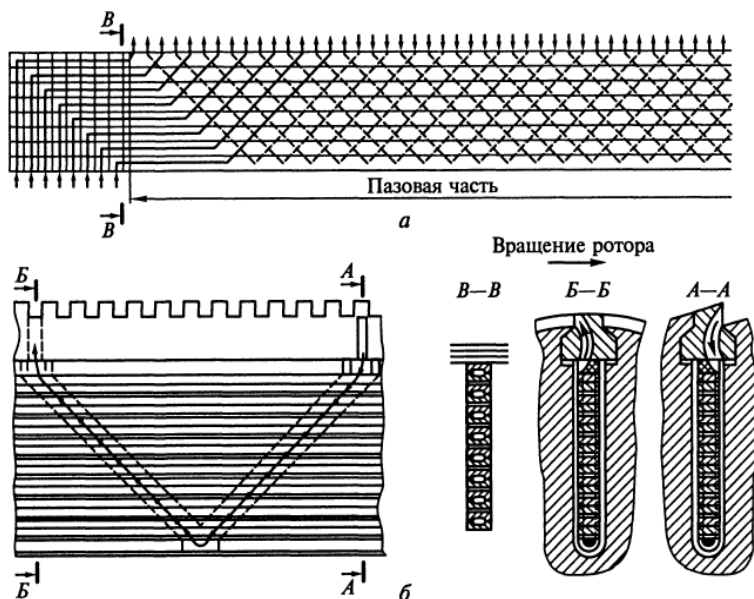


Рис. 20. Схема охлаждения роторов турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ:

а – общая схема охлаждения; *б* – элементарный путь охлаждающего газа;

Л–А, Б–Б – разрезы пазов ротора;

В–В – разрез по пазу ротора в торцевой части

Проводники обмотки ротора в пазовой части сплошные, прямоугольного сечения, на боковых частях которых фрезеруются косые каналы, идущие диагонально поверхности ротора к дну паза и обратно. Схема выполнена многоходовой, и охлаждением охвачены все проводники. Пазовые клинья снабжены дефлекторами такого профиля, благодаря которому при вращении ротора на входе водорода создается напор (сечение *Л–А*), а на выходе – разрежение (*Б–Б*), это обеспечивает самовентилиацию водородом. Давление водорода в корпусе составляет ОД – 0,4 МПа, циркуляция водорода обеспечивается вентиляторами, насаженными на вал машины с обеих сторон.

Турбогенераторы ТВ-300 имеют непосредственное водородное охлаждение обмоток статора и ротора.

Циркуляция водорода создается компрессором, установленным на валу генератора со стороны контактных колец. Стержень обмотки статора состоит из двух рядов элементарных проводников прямоугольного сечения, между которыми уложены стальные трубы, в которых циркулирует водород. Обмотки ротора имеют также непосредственное охлаждение проводников. Газоохладители встраиваются в корпус ее стороны турбины или выносятся в специальную камеру в нижней части.

Непосредственное охлаждение водой обмоток статора турбогенераторов позволяет увеличить единичную мощность при тех же габаритах, т. к. теплоотводящая способность воды в 12,5 раз больше, чем у водорода. Дистиллированная вода, применяемая для охлаждения, подается в полые медные проводники, заложенные в пазы статора с помощью гибких фторопластовых шлангов. Охлаждение обмоток ротора и активной стали производится водородом так же, как у турбогенераторов серии ТГВ. Водородно-водяное охлаждение имеют турбогенераторы ТВВ-500, ТВВ-800, ТВВ-1000 и ТВВ-1200. Водяное охлаждение обмотки статора применяется в мощных гидрогенераторах типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь имеют непосредственное охлаждение воздухом. Водородное охлаждение в гидрогенераторах не применяется ввиду больших размеров ротора и трудностей герметизации корпуса генератора.

С целью дальнейшего улучшения системы охлаждения и сокращения размеров турбогенераторов разработано водяное охлаждение статора и ротора (рис. 21). Охлаждающая вода подается в полые стержни статорной обмотки от напорного коллектора 12, а горячая вода отводится через сливной коллектор 13. В ротор холодная вода поступает по патрубку В через скользящее уплотняющее соединение в торце вала 17 и через центральное отверстие в бочке ротора попадает в каналы 4 проводников ротора и охлаждает проводники. Нагретая вода через сливные каналы 14, 15 попадает в радиальные отверстия вала ротора 16 и сливается во внешнюю систему через патрубок Г.

Во внешней системе горячая вода попадает в охладители, а затем насосами подается к патрубкам А и В.

Магнитопровод и конструктивные части статора охлаждаются водородом по замкнутому циклу с водогазовыми охладителями 9, встроенными в корпус.

Генератор ТГВ-500 благодаря водяному охлаждению обмоток статора и ротора имеет массу и габариты несколько меньшие, чем ТГВ-300.

Наличие водорода в системе охлаждения не избавляет от основного недостатка – взрывоопасное, поэтому дальнейшее совершенствование систем охлаждения турбогенераторов привело к системе, которую условно называют «три воды». В этой системе обмотки статора, ротора, магнитопровод и конструктивные части охлаждаются водой.

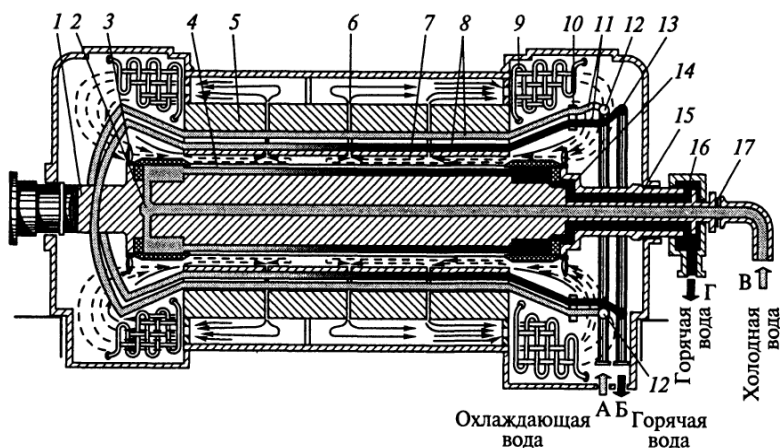


Рис. 21. Схема охлаждения турбогенератора ТГВ-500:

- 1 – ротор; 2 – полости, высверленные в бочке ротора; 3 – вентилятор;
- 4 – охлаждающие каналы вдоль пазов ротора; 5 – магнитопровод статора; 6 – радиальные каналы магнитопровода; 7 – зазор между ротором и статором; 8 – пустотелые стержни в обмотке статора;
- 9 – водогазовые охладители; 10 – головки стержней; 11 – изолирующие шланги; 12 – напорный коллектор холодной воды; 13 – сливной коллектор;
- 14, 15 – сливные каналы; 16 – радиальные отверстия вала ротора;
- 17 – скользящее уплотняющее соединение в торце вала

Серия турбогенераторов ТЗВ с полным водяным охлаждением взрыво- и пожаробезопасна, т. к. не содержит масла и водорода. Внутренний объем генератора заполнен под небольшим избыточным давлением воздухом, циркулирующим через осушительную установку. Для охлаждения и смазки подшипника может применяться негорючее масло ОМТИ. Основной особенностью этой серии является «самонапорная» система охлаждения ротора, которая позволяет существенно снизить давление циркулирующей в роторе воды. Это исключает разгерметизацию ротора, а, следовательно, повышает надежность работы. Генераторы ТЗВ изготавливаются ОАО «Электросила» мощностью от 63 до 800 МВт.

Обмотка статора этих генераторов (рис. 22) стержневая, двухслойная из полых и сплошных проводников. По полым проводникам протекает охлаждающий дистиллят. Для подвода и слива дистиллята имеются кольцевые коллекторы с обеих сторон статора, которые соединяются с полыми стержнями обмотки фторопластовыми трубками.

Обмотки ротора выполнены из медных полых проводов прямоугольной формы с круглым каналом внутри. В торце ротора закреплены напорное и сливное кольцо, к которым присоединены все трубы входных и выходных концов катушек. Охлаждение обмоток ротора осуществляется дистиллятом, поступающим под давлением в напорное кольцо.

В качестве возбудителя турбогенератора ТЗВ-800 используется синхронный трехфазный генератор ВТ-6000 с воздушным охлаждением закрытого исполнения.

Серия ТЗВ находит широкое применение для замены устаревших турбогенераторов, а также на вновь строящихся ТЭС.

На базе серии турбогенераторов ТЗВ разработаны и выпускаются асинхронизированные турбогенераторы ТЗВА. На роторе такого генератора имеются две обмотки возбуждения, питаемые от отдельных каналов системы статического реверсивного тиристорного возбуждения и управляемые общим автоматическим регулятором возбуждения. Такие турбогенераторы позволяют компенсировать реактивную мощность в энергосистеме и предотвращать возможность повышения напряжения в сетях до уровней, допустимых для

изоляции электрооборудования. Более высокая стоимость асинхронизированных турбогенераторов окупается отказом от установки шунтирующих реакторов, предназначенных для улучшения режима синхронных генераторов по реактивной мощности и нормализации напряжения в примыкающих к электростанциям электрических сетях.

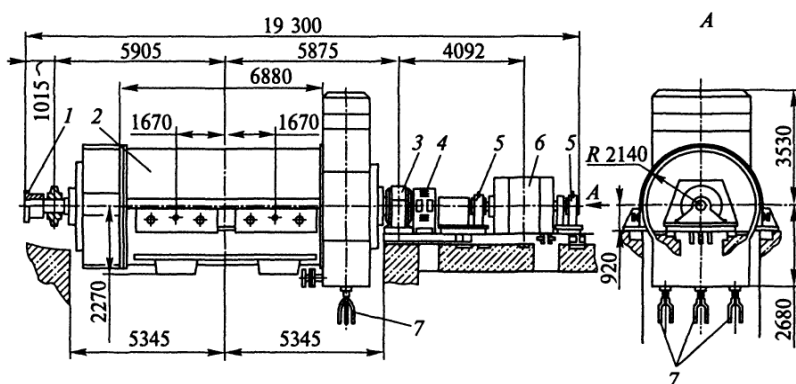


Рис. 22. Турбогенератор ТЗД-800-2V3 и возбудитель ВТ-6000-2У3:
 1 – муфта соединительная; 2 – корпус статора; 3 – подшипник генератора; 4 – контактные кольца ротора и щетки;
 5 – подшипники возбудителя; 6 – возбудитель; 7 – выводы генератора

Замена выработавших свой ресурс синхронных турбогенераторов новой серией асинхронизированных турбогенераторов весьма актуальна.

Непосредственное охлаждение обмотки статора маслом применено в турбогенераторе ТВМ. Охлаждение огнестойкой диэлектрической жидкостью позволяет применить для изоляции обмоток статора сравнительно дешевую бумажно-масляную изоляцию. Расходы на изоляцию обмоток генератора ТВМ-300 в 4 раза меньше, чем в генераторах ТВВ и ТГВ такой же мощности.

Бумажно-масляная изоляция статорной обмотки позволяет повысить напряжение до 35–110 кВ, т.е. включать генератор в сеть без повышающих трансформаторов. В этой системе охлаждения не только обмотка статора, но и магнитопровод охлаждаются маслом, поэтому статор отделяется от ротора изоля-

ционным газонепроницаемым цилиндром, рассчитанным на высокое давление и расположенным в зазоре между ротором и статором.

Для ротора применено непосредственное водородное или водяное охлаждение.

Дальнейшим направлением развития систем охлаждения ТГ является применение криогенной системы – охлаждение обмотки ротора жидким гелием.

В Китае созданы гидрогенераторы мощностью 400 МВт с испарительной системой для охлаждения. Для охлаждения используется хладагент с температурой кипения 47,6 °С при давлении 1 кгс/см.

В Японии активно работают над созданием турбогенераторов с использованием явления сверхпроводимости в обмотках ротора.

2.4. Возбуждение синхронных генераторов

Обмотка ротора синхронного генератора питается постоянным током, который создает магнитный поток возбуждения. Обмотка ротора, источник постоянного тока, устройства регулирования и коммутации составляют систему *возбуждения генератора*.

Системы возбуждения должны:

обеспечивать надежное питание обмотки ротора в нормальных и аварийных режимах;

допускать регулирование напряжения возбуждения в достаточных пределах;

обеспечивать быстродействующее регулирование возбуждения с высокими кратностями форсирования в аварийных режимах;

осуществлять быстрое развозбуждение и в случае необходимости производить гашение поля в аварийных режимах.

Важнейшими характеристиками систем возбуждения являются: быстродействие, определяемое скоростью нарастания напряжения на обмотке ротора при форсировке $V=0,632(U_{fном}-U_{fном\ 11})/U_{fном\ 11}$, и отношение потолочного напряжения к номинальному напряжению возбуждения $U_{fном}/U_{fном}=k_f$ – так называемая кратность форсировки.

Согласно ГОСТ турбогенераторы должны иметь $k_{\phi} \geq 2$, а скорость нарастания возбуждения – не менее 2 с^{-1} . Кратность форсировки для гидрогенераторов должна быть не менее 1,8 для коллекторных возбудителей, соединенных с валом генератора, и не менее 2 для других систем возбуждения. Скорость нарастания напряжения возбуждения должна быть не менее $1,3 \text{ с}^{-1}$ для гидрогенераторов мощностью до 4 МВ·А включительно и не менее $1,5 \text{ с}^{-1}$ для гидрогенераторов больших мощностей.

Для мощных гидрогенераторов, работающих на дальние электропередачи, к системам возбуждения предъявляются более высокие требования: $k_{\phi} = 3 - 4$, скорость нарастания возбуждения до $10U_{\text{фном}}$ в секунду.

Обмотка ротора и системы возбуждения генераторов с косвенным охлаждением должны выдерживать двукратный по отношению к номинальному ток в течение 50 с. Для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток ротора это время сокращается до 20 с, для генераторов мощностью 800–1000 МВт принято время 15 с, 1200 МВт – 10 с (ГОСТ 533-85Е).

В зависимости от источника питания системы возбуждения разделяются на системы независимого возбуждения и самовозбуждения.

В системе независимого возбуждения на одном валу с генератором находится возбудитель – генератор постоянного или переменного тока. В системе самовозбуждения питание обмотки возбуждения осуществляется от выводов генератора через специальные понижающие трансформаторы и выпрямительные устройства.

Для генераторов мощностью до 100 МВт в качестве возбудителя применяется генератор постоянного тока GE , соединенный с валом генератора (рис. 23, а). Обмотка возбуждения возбудителя LGE питается от якоря возбудителя, ток в ней регулируется реостатом RR или автоматическим регулятором возбуждения АРВ. Ток, подаваемый в обмотку возбуждения LG синхронного генератора G , определяется величиной напряжения на возбудителе. Недостатком такой системы возбуждения является невысокая надежность работы генератора постоянного тока GE из-за вибрации и тяжелых условий коммутации при высокой частоте вращения 3000 об/мин. Другим недостатком является невысокая скорость нарастания возбуждения, особенно у гидрогенераторов ($K = 1 - 2 \text{ с}^{-1}$).

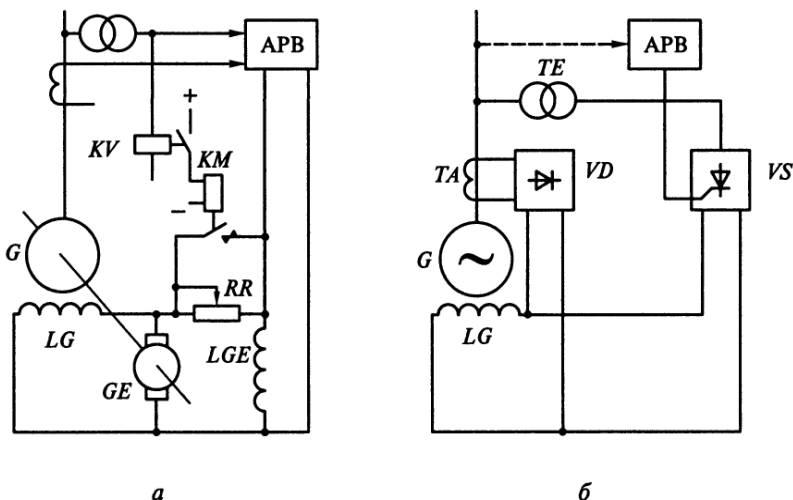


Рис. 23. Принципиальные схемы возбуждения генераторов:

а – независимое электромашинное возбуждение;

б – полупроводниковое самовозбуждение

В системе самовозбуждения (рис. 23, б) обмотка возбуждения генератора *LG* получает питание от трансформатора *TE*, присоединенного к выводам генератора, через управляемые от АРВ вентили *VS* и от трансформаторов тока *TA* через неуправляемые вентили ГО. Ток вентилей *VD* пропорционален току статора, поэтому они обеспечивают форсировку возбуждения и работу генератора при нагрузке. Управляемые вентили *VS* подают ток, пропорциональный напряжению генератора, и обеспечивают регулирование напряжения в нормальном режиме. Такая система применяется для мощных синхронных машин.

Широкое распространение получила система возбуждения с машинным возбудителем 50 Гц и статическими выпрямителями (статическая тиристорная система независимого возбуждения – рис. 24). На одном валу с генератором *С* находится вспомогательный синхронный генератор *GE*, который имеет на статоре трехфазную обмотку с отпайками, к которым присоединены две группы тиристов: рабочая группа *VD1* – на низкое напряжение возбудителя и форсировочная группа *VD2* – на полное напряжение. Применение двух групп тиристов обеспечивает потолок возбуж-

дения до $4Uf_{ном}$ и высокое быстродействие ($V=50 \text{ с}^{-1}$). Обе группы соединяются параллельно по трехфазной мостовой схеме. На рис. 24 для упрощения чтения схемы показаны тиристоры только в одной фазе.

Система управления тиристорами $AVD2$ и $AVD1$ питается от трансформатора $TA1$ и связана с АРВ (автоматическое регулирование возбуждения). Возбудитель GE имеет обмотку возбуждения LGE , получающую питание от трансформатора $TA2$ через вентили VD . В рассмотренной схеме также показаны элементы схемы автоматического гашения магнитного поля (АГП): автомат АГП, резистор R , разрядник FV контактор KM .

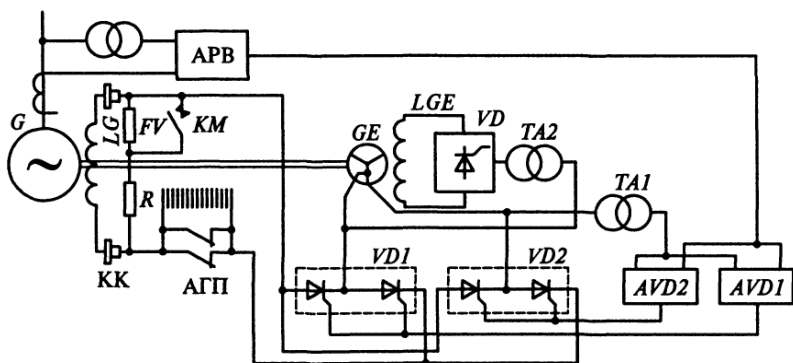


Рис. 24. Статическая тиристорная система независимого возбуждения

К недостаткам схемы следует отнести наличие возбудителя переменного тока, который усложняет эксплуатацию, а также наличие скользящих контактов между неподвижными щетками, к которым присоединена система неподвижных тириستоров, и подвижными контактными кольцами KK , вращающимися на валу ротора.

Последний недостаток привел к разработке бесщеточной системы возбуждения (рис. 25). В качестве возбудителя GE в этой системе используется синхронный генератор 50 Гц, обмотка возбуждения которого LE расположена на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка – на вращающемся роторе. Обмотка LE получает питание от подвозбудителя GEA через выпрямитель VDE .

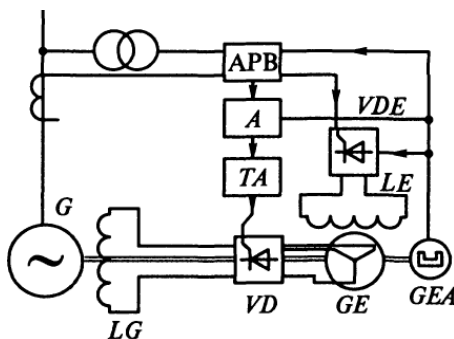


Рис. 25. Бесщеточная система возбуждения

На одном валу с возбудителем на специальных дисках укреплены тиристоры VD , которые выпрямляют переменный ток возбудителя и подают его в ротор генератора по жестким шинам без колец и щеток, т. к. ротор генератора, тиристоры VD и ротор возбудителя вращаются на одном валу с одинаковой скоростью.

Регулирование тока возбуждения осуществляется от APB путем воздействия на тиристоры через импульсное устройство A и вращающийся трансформатор TA .

Достоинством этой системы является отсутствие контактных колец и щеток, недостатком – необходимость останова генератора для переключения на резервное возбуждение или для замены тиристоров.

Бесщеточная система применяется для синхронных компенсаторов мощностью 50 МВ·А и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

2.5. Режимы работы генераторов

Параллельная работа генераторов. Как правило, генераторы включаются в сеть способом точной синхронизации при введенной блокировке от несинхронного включения.

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать

этим способом, если $I_{п0}/3,0$, где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока при включении, формула (3).

При точной синхронизации соблюдаются условия: напряжение на выводах генератора должно быть равно напряжению сети $U_G = U_c$;

частота включаемого генератора должна быть равна частоте сети f_G / f_c ;

включение должно произойти в момент совпадения фаз генератора и сети.

Для соблюдения этих условий на регуляторы напряжения и скорости генераторов воздействуют вручную или автоматически.

Недостатком этого метода является сложность процесса включения и его длительность.

При самосинхронизации синхронный генератор разворачивают до частоты вращения, близкой к синхронной, и нев возбужденным включают в сеть. При этом обмотка возбуждения замыкается на разрядный резистор R (см. рис. 24), используемый для гашения поля, либо на специально предусмотренный для этой цели резистор. После включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП, и генератор возбуждается.

При включении генератора в нем возникает ток

$$I_{п0} = \frac{U_c}{x'_d + x_{сис}} \quad (3)$$

где U_c – напряжение сети; x'_d – переходное сопротивление генератора; $x_{сис}$ – сопротивление системы.

Этот ток меньше тока КЗ на выводах генератора, тем не менее, возникающие электродинамические силы воздействуют на обмотки генератора и его конструктивные части. Возникающий асинхронный момент воздействует на ротор, и машина втягивается в синхронизм за 2–3 с.

Преимущества метода самосинхронизации:

- значительное упрощение операции включения;
- быстрое включение генератора в сеть, что очень важно при аварии в системе;

- возможность включения во время снижения напряжения и частоты сети;
- отсутствие опасности повреждения машины.

Недостатком метода самосинхронизации является значительная посадка напряжения на шинах генераторного напряжения в момент включения, поэтому этот способ синхронизации не рекомендуется для электростанций с общими сборными шинами генераторного напряжения.

Номинальный режим работы генератора характеризуется номинальными параметрами: активной нагрузкой $P_{ном}$, напряжением $U_{ном}$, коэффициентом мощности $\cos \varphi_{ном}$, частотой $f_{ном}$, температурой охлаждающей среды на входе $t_{вх}$. Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно.

В реальных условиях нагрузка генератора меняется, а это влечет за собой изменение частоты, напряжения и других параметров. Если эти отклонения не превышают допустимых требований по Правилам технической эксплуатации (ПТЭ), то режим считается нормальным.

Перегрузка генераторов по току статора допускается кратковременно (см. табл. 2) при авариях в энергосистеме. Величина допустимой перегрузки зависит от длительности и типа охлаждения статора [13].

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения определяется по табл. 3.

Асинхронный режим может возникнуть при несинхронном вращении одного или нескольких генераторов, появляющемся при потере возбуждения или нарушении устойчивости работы генераторов.

При потере возбуждения генератор переходит из синхронного в устойчивый асинхронный режим с постоянным скольжением и отдачей некоторой активной мощности в систему. При этом возбуждение осуществляется за счет потребления реактивной мощности из системы. В этом случае необхо-

димом восстановить возбуждение генератора или перейти на резервное возбуждение. Согласно ПТЭ допускается такой режим для турбогенераторов с косвенным охлаждением в течение 30 мин со сниженной до 60 % нагрузкой. Для других типов турбогенераторов допустимая длительность работы без возбуждения определяется заводскими инструкциями.

Для гидрогенераторов работа в асинхронном режиме без возбуждения запрещается.

Во втором случае при нарушении устойчивости параллельной работы одного или нескольких генераторов возбуждение сохраняется, но нарушается синхронизм работы, возникает переменное скольжение, машины работают то в двигательном, то в генераторном режиме. Это является тяжелой аварией и может привести к полному распаду системы. Такой режим согласно требованиям ПТЭ запрещается.

Несимметричные режимы работы генераторов могут быть вызваны обрывом или отключением одной фазы, однофазной нагрузкой (электродвигатели, плавильные печи и др.). При несимметричной нагрузке возникают токи обратной последовательности, которые создают дополнительный нагрев обмоток и вибрацию машин. Такой режим допускается длительно, если несимметричные нагрузки по фазам не превышают 15–20 % для гидрогенераторов с косвенным охлаждением, 10% для гидрогенераторов с непосредственной системой охлаждения и для турбогенераторов всех типов [13].

3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. Типы трансформаторов и их параметры

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12–15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20–25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Под термином «трансформатор» в дальнейшем подразумевается также «автотрансформатор», если нет особых оговорок.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВА, на 330 кВ – 1250 МВА, на 500 кВ – 1000 МВА.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ составляет 3х533 МВ-А, напряжением 750 кВ – 3х417 МВ-А, напряжением 1150 кВ – 3х667 МВ-А.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 26, *а, б*). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 26, *в*). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему распределительного устрой-

ства (РУ) 330–500 кВ. Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили широкое распространение в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200–1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов КЗ.

К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У: средне-суточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20 °С), а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25 °С (ГОСТ 11677-85). Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора – это мощность каждой из его обмоток.

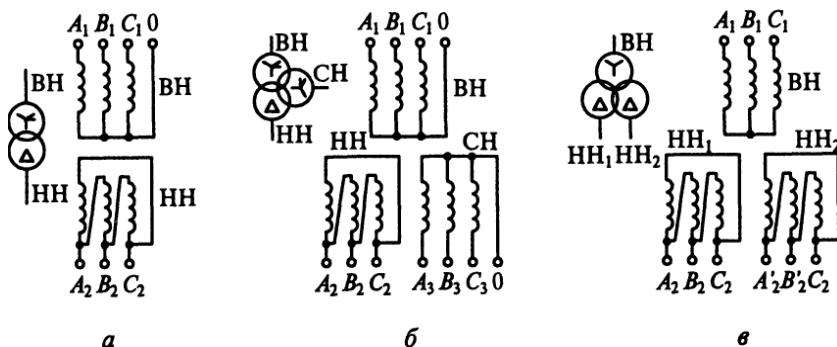


Рис. 26. Принципиальные схемы соединения обмоток трансформаторов:

а – двухобмоточного; б – трехобмоточного;

в – с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора. За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь («проходная мощность»).

Трансформаторы устанавливают не только на открытом воздухе, но и в закрытых неотапливаемых помещениях с естественной вентиляцией. В этом случае трансформаторы могут быть непрерывно нагружены на номинальную мощность, но при этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора – это его линейное (междуфазное) напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, – это, $U / \sqrt{3}$. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений

$$n = \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номвн}}} ,$$

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания u_k – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Напряжение КЗ определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ: $u_{квн-нн}$, $u_{квн-сн}$, $u_{ксн-нн}$

Поскольку индуктивное сопротивление обмоток значительно выше активного (у небольших трансформаторов в 2–3 раза, а у крупных в 15–20 раз), то u_k в основном зависит от реактивного сопротивления, т.е. взаимного расположения обмоток, ширины канала между ними, высоты обмоток. Величина u_k регламентируется ГОСТ в зависимости от напряжения и мощности трансформаторов. Чем больше высшее напряжение и мощность трансформатора, тем больше напряжение КЗ. Так, трансформатор мощностью 630 кВ·А с высшим напряжением 10 кВ имеет $u_k=5,5\%$, с высшим напряжением 35 кВ – $u_k=6,5\%$; трансформатор мощностью 80000 кВ·А с высшим напряжением 35 кВ имеет $u_k=9\%$, а с высшим напряжением 110 кВ – $u_k=10,5\%$.

Увеличивая значение u_k , можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов. Если трансформатор 110кВ мощностью 25 МВ·А выполнить с $u_k=20\%$ вместо 10%, то расчетные затраты на него возрастут на 15,7%, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 МВАР).

Трехобмоточные трансформаторы могут иметь два исполнения по значению $u_{кв}$ в зависимости от взаимного расположения обмоток. Если обмотка НН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН – снаружи, а обмотка СН – между ними, то наибольшее значение имеет $u_{квн-нн}$, а меньшее значение – $u_{квн-сн}$. В этом случае потери напряжения по отношению к выводам СН уменьшатся, а ток КЗ в сети НН будет ограничен благодаря повышенному значению $u_{квн-нн}$.

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН – снаружи, а обмотка НН – между ними, то наибольшее значение имеет $u_{\text{квн-сн}}$, а меньшее – $u_{\text{квн-нн}}$. Значение $u_{\text{ксн-нн}}$ останется одинаковым в обоих исполнениях.

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

Потери холостого хода P_x и короткого замыкания P_k определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм марок 3405, 3406 и других с жаростойким изоляционным покрытием. В справочниках и каталогах приводятся значения P_x для уровней А и Б. Уровень А относится к трансформаторам, изготовленным из электротехнической стали с удельными потерями не более 0,9 Вт/кг, уровень Б – с удельными потерями не более 1,1 Вт/кг (при $B = 1,5 \text{ Тл}$, $f = 50 \text{ Гц}$).

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

В современных конструкциях трансформаторов потери значительно снижены. Например, в трансформаторе мощностью 250000 кВ·А при $U = 110 \text{ кВ}$ ($P_x = 200 \text{ кВт}$, $P_k = 790 \text{ кВт}$), работающем круглый год ($T_{\text{max}} = 6300 \text{ ч}$), потери электроэнергии составят 0,43% электроэнергии, пропущенной через трансформатор. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

В сетях энергосистем установлено большое количество трансформаторов малой и средней мощности, поэтому общие потери электроэнергии во всех трансформаторах страны значительны и очень важно для экономии электроэнергии совершенствовать конструкции трансформаторов с целью дальнейшего уменьшения значений P , и P_k .

3.2. Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения: звезда – Y , звезда с выведенной нейтралью – Y и треугольник – Δ .

Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток (E_1 и E_2) принято выражать условно группой соединений.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток звезда-звезда мы можем получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме звезда-треугольник или треугольник-звезда – любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы по рис. 26 имеют схемы и группы соединения обмоток: $Y/\Delta-11$; $Y/Y/\Delta-0-11$; $Y/\Delta/\Delta-11-11$.

Соединение в звезду обмотки ВН позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной ЭДС, т.е. в $\sqrt{3}$, раз меньше линейной. Обмотки НН преимущественно соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки, рассчитав ее на фазный ток $I \sqrt{3}$. Кроме того, при соединении обмотки трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, вследствие чего улучшается симметрия напряжения на нагрузке.

Соединение обмоток в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток ВН обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах (подробнее ниже). Системы ПО, 150 и 220 кВ также работают с эффективно заземленной нейтралью, однако для

уменьшения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить перенапряжений к нулевой точке трансформатора (рис. 27).

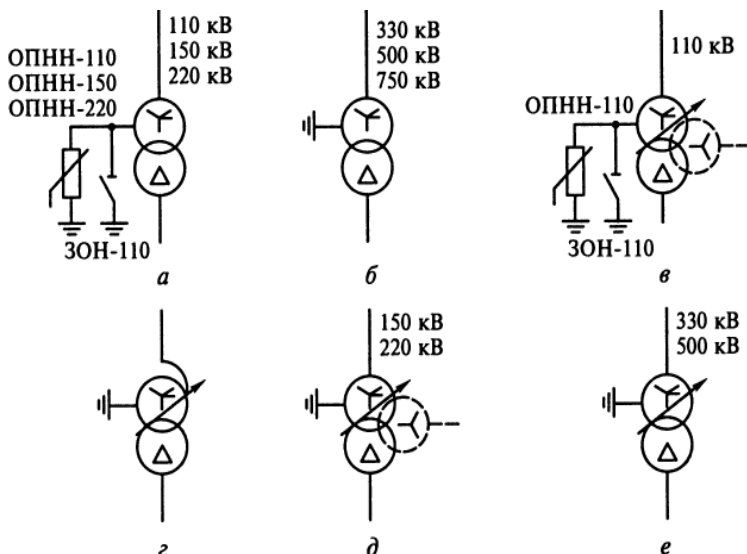


Рис. 27. Способы заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов:

- а – трансформаторов 110–220 кВ без РПН; б – трансформаторов 330–750 кВ без РПН; в – трансформаторов 110 кВ с РПН; г – автотрансформаторов всех напряжений; д – трансформаторов 150–220 кВ с РПН; е – трансформаторов 330–500 кВ с РПН*

Нейтраль заземляется также на вторичных обмотках трансформаторов, питающих четырехпроводные сети 380/220 и 220/127 В. Нейтрали обмоток при напряжении 10–35 кВ не заземляются или заземляются через дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов. Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ и приводятся в каталогах и справочниках.

3.3. Элементы конструкции силовых трансформаторов

Мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа конструктивных элементов, основными из которых являются: магнитная система (магнитопровод), обмотки, изоляция, выводы, бак, охлаждающее устройство, механизм регулирования напряжения, защитные и измерительные устройства, тележка.

В магнитной системе проходит магнитный поток трансформатора (отсюда название «магнитопровод»). Магнитопровод является конструктивной и механической основой трансформатора. Он выполняется из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга. Качество электротехнической стали влияет на допустимую магнитную индукцию и потери в магнитопроводе.

Уменьшение удельных потерь в стали, тщательная сборка магнитопровода, применение бесшпилечных конструкций, соединение стержней с ярмом с помощью косой шихтовки позволяют уменьшить потери холостого хода и ток намагничивания трансформатора. В современных мощных трансформаторах ток намагничивания составляет 0,5–0,6 % $I_{\text{ном}}$, тогда как в трансформаторе с горячекатаной сталью ток достигал 3%; потери холостого хода уменьшились вдвое.

Листы трансформаторной стали должны быть тщательно изолированы друг от друга. Первоначально применялась бумажная изоляция – листы оклеивались с одной стороны тонким слоем специальной бумаги. Бумага создает полную электрическую изоляцию между листами, но легко повреждается при сборке и увеличивает размеры магнитопровода. Широко применяется изоляция листов лаком с толщиной слоя 0,01 мм. Лаковая пленка создает достаточно надежную изоляцию между листами, обеспечивает хорошее охлаждение магнитопровода, обладает высокой нагревостойкостью и не повреждается при сборке. Последнее время все шире применяется двустороннее жаростойкое покрытие листов стали, наносимое на металлургическом заводе после проката. Толщина покрытия меньше 0,01 мм, что обеспечивает лучшие свойства магнитной системы. Стяжка стержней осуществляется стеклобандажами, ярма стягиваются стальными полубандажами или бандажами.

Магнитопровод и его конструктивные детали составляют остов трансформатора. На остоле устанавливают обмотки и крепят проводники, соединяющие обмотки с вводами, составляя активную часть.

Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися. В первом случае обмотки НН и ВН выполняют в виде цилиндров и располагают на стержне концентрически одна относительно другой (рис. 15, б, а). Такое выполнение принято в большинстве силовых трансформаторов. Во втором случае обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми диаметрами и располагаются на стержне одна над другой (рис. 28, б). В такой обмотке значительное число паяк, она менее компактна и применяется для специальных электропечных трансформаторов или для сухих трансформаторов, т. к. обеспечивает лучшее охлаждение обмоток.

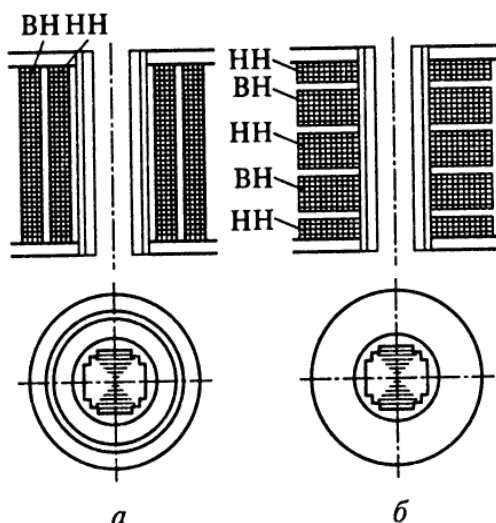


Рис. 28. Обмотки трансформатора:
а – концентрическая; б – чередующаяся

Обмотки трансформаторов должны обладать достаточной электрической и механической прочностью. Изоляция обмоток и отводов от нее должна без повреждений выдерживать коммутационные и атмосферные перенапряжения. Обмотки должны выдерживать электродинамические усилия, которые появляются при протекании токов КЗ. Необходимо предусмотреть надежную систему охлаждения обмоток, чтобы не возникал недопустимый перегрев изоляции.

Для проводников обмотки используется медь и алюминий. Как известно, медь имеет малое электрическое сопротивление, легко поддается пайке, механически прочна, что и обеспечивает широкое применение меди для обмоток трансформаторов. Алюминий дешевле, обладает меньшей плотностью, но большим удельным сопротивлением, требует новой технологии выполнения обмоток. В настоящее время трансформаторы с алюминиевой обмоткой изготавливаются на мощность до 6300 кВ·А.

В современных трансформаторах для обмотки применяется транспонированный провод, в котором отдельные проводники в параллельном пучке периодически изменяют свое положение. Это выравнивает сопротивление элементарных проводников, увеличивает механическую прочность, уменьшает толщину изоляции и размеры магнитопровода.

Изоляция трансформатора является ответственной частью, т. к. надежность работы трансформатора определяется в основном надежностью его изоляции.

В масляных трансформаторах основной изоляцией является масло в сочетании с твердыми диэлектриками: бумагой, электрокартоном, гетинаксом, деревом (маслобарьерная изоляция).

Значительный эффект дает применение изоляции из специально обработанной бумаги (стабилизированной), которая менее гигроскопична, имеет более высокую электрическую прочность и допускает большой нагрев. В сухих трансформаторах широко применяются новые виды изолирующих материалов повышенной нагревостойкости на основе кремнийорганических материалов.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения помещают в бак. Основные части бака – стенки, дно и крышка.

Крышку используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей. На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства – радиаторы.

В трансформаторах небольшой мощности бак выполняется с верхним разъемом: при ремонтах необходимо снять крышку трансформатора, а затем поднять активную часть из бака.

Если масса активной части более 25 т, то она устанавливается на донную часть бака, а затем накрывается колоколообразной верхней частью бака и заливается маслом. Такие трансформаторы с нижним разъемом не нуждаются в тяжелых грузоподъемных устройствах для выемки активной части, т. к. при ремонтах после слива масла поднимается верхняя часть бака, открывая доступ к обмоткам и магнитопроводу.

Для уменьшения потерь от потоков рассеяния стальные баки экранируются с внутренней стороны пакетами из электротехнической стали или пластинами из немагнитных материалов (медь, алюминий).

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикогелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикогелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается. Чтобы избежать это, применяются герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей. Возможно применение специальной пленки-мембраны на границе масло–воздух. Осушение воздуха в расширителе осуществляют термовымораживателями.

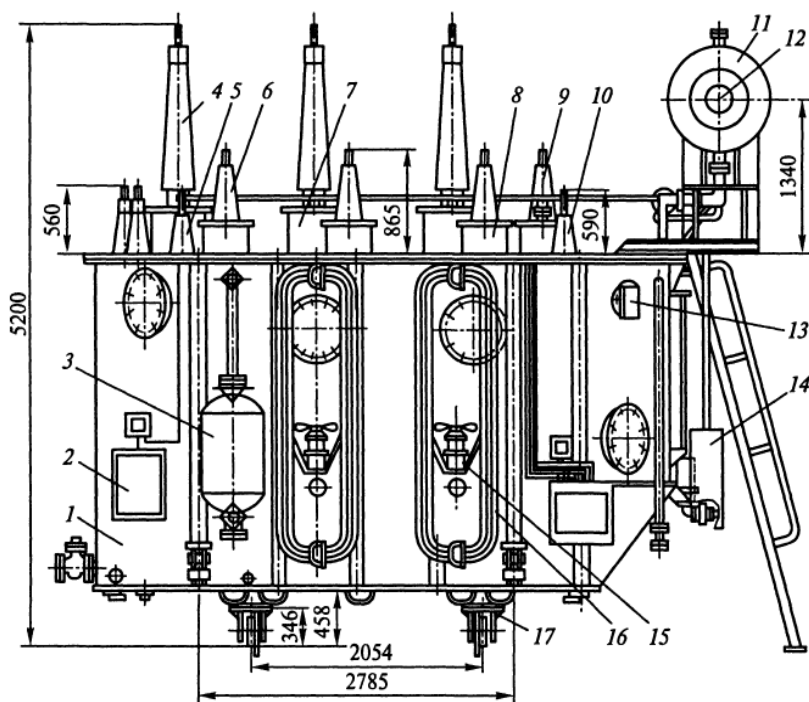


Рис. 29. Трансформатор трехфазный трехобмоточный
ТДТН – 16000/110-80У1:

1 – бак; 2 – шкаф автоматического управления дутьем;
3 – термосифонный фильтр; 4 – ввод ВН; 5 – ввод НН; 6 – ввод СН;
7 – установка трансформаторов тока 110 кВ; 8 – установка трансформаторов тока 35 кВ; 9 – ввод 0 ВН; 10 – ввод 0 СН; 11 – расширитель; 12 – маслоуказатель стрелочный; 13 – клапан предохранительный; 14 – привод регулятора напряжения; 15 – вентилятор системы охлаждения; 16 – радиатор; 17 – каретка с катками

К баку трансформатора крепится термосифонный фильтр, заполненный силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит его непрерывная регенерация.

Для контроля за работой трансформатора предусматриваются контрольно-измерительные и защитные устройства. К контрольным устройствам относят маслоуказатель и термометры. Маслоуказатель устанавливается на расширителе, термометр – на крышке бака. К защитным устройствам относятся реле понижения уровня масла и газовое реле.

На мощных трансформаторах 330–750 кВ дополнительно применяются устройства контроля изоляции вводов (КИВ) и манометры, контролирующие давление масла в герметичных вводах ВН.

Основные конструктивные узлы трансформаторов показаны на рис. 29.

3.4. Системы охлаждения силовых трансформаторов

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично – лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении С. При защищенном исполнении СЗ, при герметизированном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677-85 должно быть не больше: 60 °С (класс А); 75 °С (класс Е); 80 °С (класс ВV100 °С (класс F); 125 °С (класс Н).

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВ-А включительно (рис. 30, *а*). В таких трансформаторах теплота, выделенная в обмотках и магнитопроводе 2 (выемная часть), передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку 1 и радиаторным трубам 3 (охлаждающая поверхность), передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать 95 °С (ПТЭ, п. 5.3.12).

Для лучшей отдачи теплоты в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб 5 помещаются вентиляторы 8 (рис. 30, *б*). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой составляет 95 °С (ПТЭ, п. 5.3.12).

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80000 кВ-А.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ-Л и более.

Охладители 7 состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором 8. Электронасосы 6, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 30, *в*).

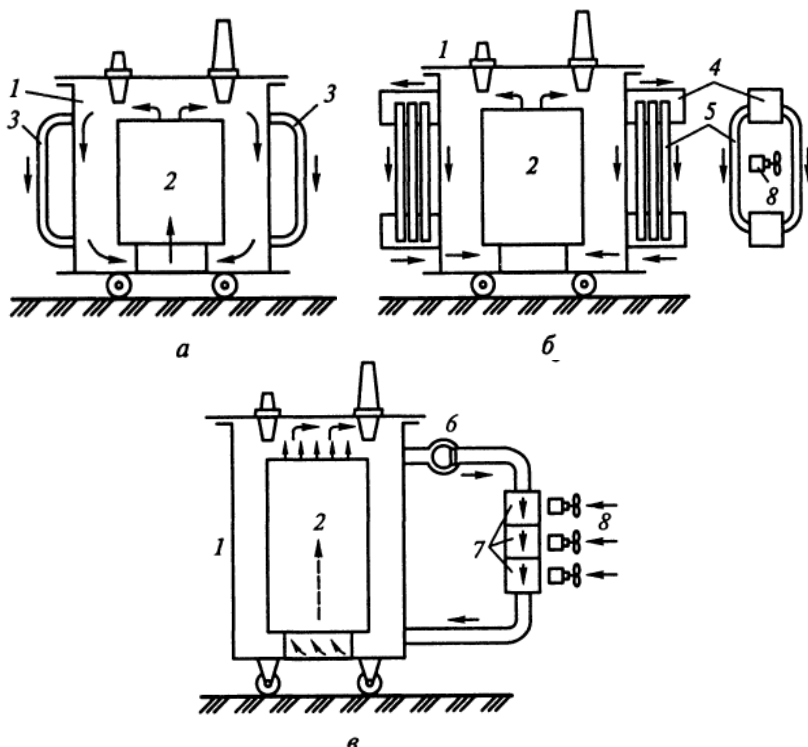


Рис. 30. Системы охлаждения трансформаторов:
 а – типа М; б – типа Д; в – типа ДЦ; 1 – бак; 2 – выемная часть;
 3 – охлаждающая поверхность; 4 – коллектор; 5 – трубчатый радиатор;
 6 – электронасос; 7 – охладители; 8 – вентиляторы

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

В трансформаторах с направленным потоком масла (НДЦ) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,01 МПа (1 Н/см²). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВ·А и более).

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВ·А и более.

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости (криогенные трансформаторы) будут иметь малую транспортировочную массу при мощностях 1000 МВ·А и выше.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- 1) число фаз (для однофазных – О; для трехфазных – Т);
- 2) вид охлаждения – в соответствии с пояснениями, приведенными выше;

3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора T ; для трансформатора с расщепленными обмотками P (после числа фаз);

4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;

5) буква А на первом месте для обозначения

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВ·А; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69* и ГОСТ 15543-70*.

Например, ТДТН-16000/1 Ш-У1 – трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16000 кВ·А, напряжением ВН 100 кВ, климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 (на открытом воздухе).

3.5. Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов

В установках 110 кВ и выше широкое применение находят автотрансформаторы (АТ) большой мощности. Объясняется это рядом преимуществ, которые они имеют по сравнению с трансформаторами.

Однофазный автотрансформатор имеет электрически связанные обмотки ОВ и ОС (рис. 31). Часть обмотки, заключенная между выводами В и С, называется последовательной, а между Си О – общей.

При работе автотрансформатора в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке проходит ток I_B , который, создавая магнитный поток, наводит в общей обмотке ток I_0 . Ток нагрузки вторичной обмотки I_C складывается из тока I_B , проходящего благодаря гальванической (электрической) связи обмоток, и тока I_0 , созданного магнитной связью этих обмоток: $I_C = I_B + I_0$, откуда $I_0 = I_C - I_B$.

Полная мощность, передаваемая автотрансформатором из первичной сети во вторичную, называется проходной.

Если пренебречь потерями в сопротивлениях обмоток автотрансформатора, можно записать следующее выражение:

$$S = U_B I_B \approx U_C I_C.$$

Преобразуя правую часть выражения, получаем

$$S = U_B I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B, \quad (4)$$

где $(U_B - U_C) I_B = S_T$ — трансформаторная мощность, передаваемая магнитным путем из первичной обмотки во вторичную; $U_C I_B = S_{\Sigma}$ — электрическая мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет их гальванической связи, без трансформации.

Эта мощность не нагружает общей обмотки, потому что ток I_B из последовательной обмотки проходит на вывод С, минуя обмотку ОС.

В номинальном режиме проходная мощность является номинальной мощностью автотрансформатора $S = S_{ном}$, а трансформаторная мощность — типовой мощностью $S_T = S_{тип}$.

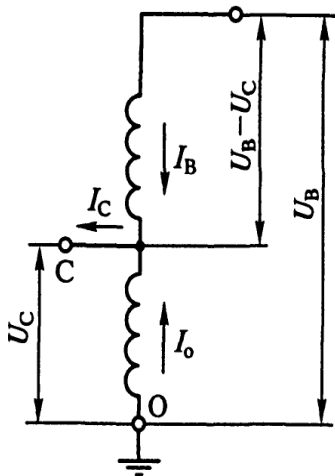


Рис. 31. Схема однофазного

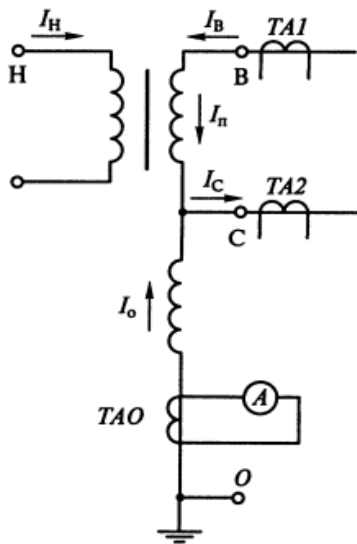


Рис. 32. Схема включения

Размеры магнитопровода, а, следовательно, его масса определяются трансформаторной (типовой) мощностью, которая составляет лишь часть номинальной мощности

$$\frac{S_{min}}{S_{ном}} = \frac{(U_B - U_C)I_B}{U_B I_B} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{n_{BC}} = K_T. \quad (5)$$

где $n_{BC} = U_B / U_C$ - коэффициент трансформации;

K_T - коэффициент выгодности или коэффициент типовой мощности.

Из формулы (5) следует, что чем ближе U_B к U_C , тем меньше K_T и меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Это означает, что размеры автотрансформатора, его масса, расход активных материалов уменьшаются по сравнению с трансформатором одинаковой номинальной мощности.

Например, при $U_B=330$ кВ и $U_C=110$ кВ $K_T= 0,667$, а при $U_B= 550$ кВ и $U_C= 330$ кВ $K_T= 0,34$.

Наиболее целесообразно применение автотрансформаторов при сочетании напряжений 220/110; 330/150; 500/220; 750/330.

Из схемы (см. рис. 31) видно, что мощность последовательной обмотки

$$S_n = (U_B - U_C)I_B = S_{min};$$

мощность общей обмотки

$$S_0 = U_C I_0 = U_C (I_C - I_B) = U_C I_C (1 - \frac{1}{n_{BC}}) = S_{ном} K_T = S_{min}.$$

Таким образом, еще раз можно подчеркнуть, что обмотки и магнитопровод автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, которую иногда называют расчетной мощностью. Какая бы мощность ни подводилась к зажимам B или C , последовательную и общую обмотки загружать больше чем на S_{min} нельзя. Этот вывод особенно важен при рассмотрении комбинированных режимов работы автотрансформатора. Такие режимы возникают, если имеется тре-

тья обмотка, связанная с автотрансформаторными обмотками только магнитным путем.

Третья обмотка автотрансформатора (обмотка HN) используется для питания нагрузки, для присоединения источников активной или реактивной мощности (генераторов и синхронных компенсаторов), а в некоторых случаях служит лишь для компенсации токов третьих гармоник. Мощность обмотки HN S_{HN} не может быть больше S_{min} , т. к. иначе размеры автотрансформатора будут определяться мощностью этой обмотки. Номинальная мощность обмотки HN указывается в паспортных данных автотрансформатора.

В автотрансформаторах с обмоткой HN возможны различные режимы работы: передача мощности из обмотки BH в обмотку CH при отключенной обмотке HN ; передача мощности из обмотки HN в CH или BH ; передача из обмоток BH и HN в обмотку CH и другие режимы. Во всех случаях необходимо контролировать загрузку общей, последовательной обмоток и вывода CH , для этого устанавливают трансформаторы тока $TA1$, $TA2$ и TAO (рис. 32). Трансформаторы $TA1$ и $TA2$ устанавливаются на выводах B и C автотрансформатора, а TAO встраивается в общую обмотку.

Выводы, приведенные для однофазного AT , справедливы и для трехфазного.

К особенностям конструкции автотрансформаторов следует отнести необходимость глухого заземления нейтрали, общей для обмоток BH и CH . Объясняется это следующим. Если в системе с эффективно заземленной нейтралью включить понижающий автотрансформатор с незаземленной нейтралью, то при замыкании, а землю одной фазы в сети CH на последовательную обмотку этой фазы будет воздействовать полное напряжение $U_B/\sqrt{3}$ вместо $(U_B - U_C)/\sqrt{3}$, напряжение выводов обмотки CH возрастет примерно до U_B , резко увеличится напряжение, приложенное к обмоткам неповрежденных фаз. Аналогичная картина наблюдается в случае присоединения повышающего автотрансформатора с незаземленной нейтралью к системе с эффективно заземленной нейтралью.

Такие перенапряжения недопустимы, поэтому нейтрали всех автотрансформаторов глухо заземляются. В этом случае заземления на линии со стороны BH или CH не вызывают опас-

ных перенапряжений, однако в системах *ВН* и *СН* возрастают токи однофазного КЗ.

Подводя итог всему сказанному, можно отметить следующие преимущества автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами той же мощности:

- меньший расход меди, стали, изоляционных материалов;
- меньшая масса, а следовательно, меньшие габариты, что позволяет создавать автотрансформаторы больших номинальных мощностей, чем трансформаторы;
- меньшие потери и больший КПД;
- более легкие условия охлаждения.

Недостатки автотрансформаторов:

- необходимость глухого заземления нейтрали, что приводит к увеличению токов однофазного КЗ;
- сложность регулирования напряжения;
- опасность перехода атмосферных перенапряжений вследствие электрической связи обмоток *ВН* и *СН*.

3.6. Регулирование напряжения трансформаторов

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения к вторичному, или

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2},$$

где ω_1 , ω_2 — число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

Отсюда $U_2 = U_1 \omega_2 / \omega_1$.

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (РПН).

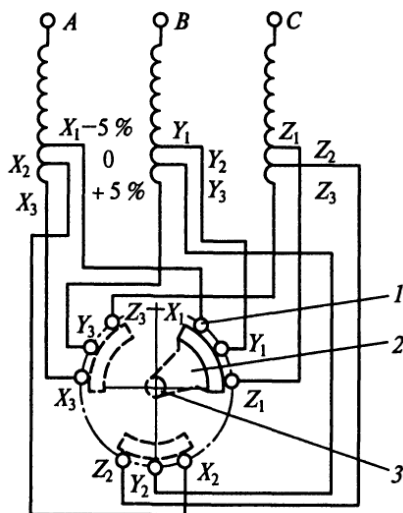


Рис. 33. Схема регулирования напряжения ПВВ с трехфазным переключателем:
 1 – неподвижный контакт; 2 – сегмент контактный;
 3 – вал переключателя

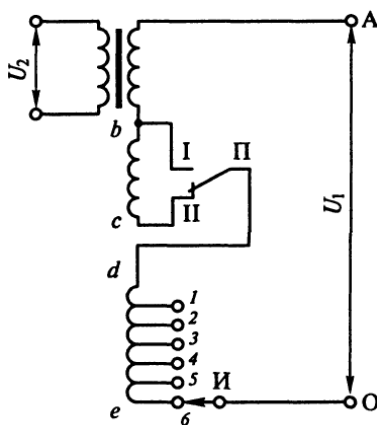


Рис. 34. Схема регулирования напряжения РПН

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$, для чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения: $+5\%$ и 5% (рис. 34). Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление -5% , уменьшая тем самым число витков ω_1 .

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой (РПН) позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ± 10 до 16% ступенями приблизительно по $1,5\%$).

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 35). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель II находится в положении II , а избиратель I – на ответвлении 6. Наименьший коэффициент трансформации будет при положении переключателя I , а избирателя – на ответвлении 7.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с тиристорными переключателями.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 35). Они состоят из последовательного трансформатора 2, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора 7, и регулировочного автотрансформатора 3, кото-

рый меняет эту ЭДС. С помощью таких трансформаторов можно изменять не только напряжение (продольное регулирование), но и его фазу (поперечное регулирование). Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому они дороже и применение их ограничено.

Одним из видов последовательных регулировочных трансформаторов являются линейные регуляторы, которые включаются последовательно в линию или в цепь трансформатора без РПН, обеспечивая регулирование напряжения в пределах $\pm(10-15)\%$.

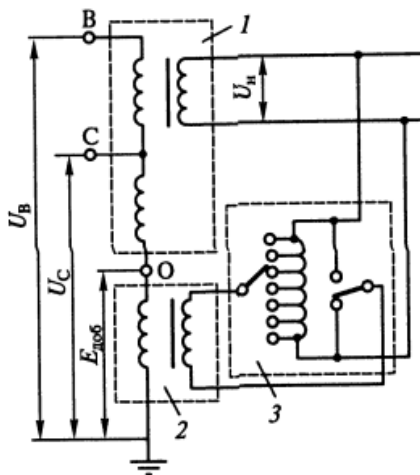


Рис. 35. Схема включения последовательного регулировочного трансформатора в цепь автотрансформатора:

- 1 – основная обмотка автотрансформатора;
- 2 – последовательный трансформатор;
- 3 – регулировочный автотрансформатор

Широкое применение линейные регуляторы находят на подстанциях с автотрансформаторами. На стороне *СН* регулирование напряжения обеспечивается встроенным в автотрансформатор РПН, а на стороне *НН* устанавливается регулировочный трансформатор, снабженный автоматическим регулированием напряжения. Регулировочные трансформаторы типа *ЛТМ* выпускаются мощностью 1,6–6,3 МВА на напряжение 6–10 кВ, типов *ЛТМН*, *ЛТДН* мощностью 16–100 МВ-А на напряжение до 35 кВ [2].

3.7. Синхронные и статические компенсаторы

Потребители электрической энергии, кроме активной мощности, потребляют от генераторов системы реактивную мощность, которая затрачивается на создание магнитных полей, необходимых для работы асинхронных двигателей, индукционных печей, трансформаторов и других электроприемников.

На создание реактивной мощности топливо практически не расходуется. Однако передача реактивной мощности от генераторов к потребителям связана с дополнительными потерями (мощности и напряжения) в трансформаторах и сетях. Потери активной энергии в сетях оплачиваются потребителями, что ложится на них немалым бременем.

Потери напряжения приводят к снижению качества энергии, получаемой электроприемниками. Поэтому для получения реактивной мощности экономически выгодно устанавливать источники реактивной мощности вблизи потребителей. Такими источниками являются синхронные и статические компенсаторы.

3.8. Синхронные компенсаторы

Синхронный компенсатор (СК) – это синхронная машина, работающая в двигательном режиме без нагрузки на валу при изменяющемся токе возбуждения. В перевозбужденном режиме ЭДС обмотки статора E_k больше напряжения сети U_k (рис. 36). Под действием разности напряжений $\Delta U = E_k - U_k$ в статоре СК возникает ток $I_k L$ отстающий от вектора ΔU на 90° . Компенсатор в этом режиме отдает реактивную мощность в сеть. В недо-возбужденном режиме $E_k < U_k$, в статоре СК возникает ток $I_k L$, опережающий вектор ΔU на 90° , т.е. СК будет потреблять реактивную мощность из сети. Синхронные компенсаторы не несут активной нагрузки на валу, поэтому их конструкция облегчена. Компенсаторы выполняются тихоходными (750–1000 об/мин) с горизонтальным валом и явнополусным ротором.

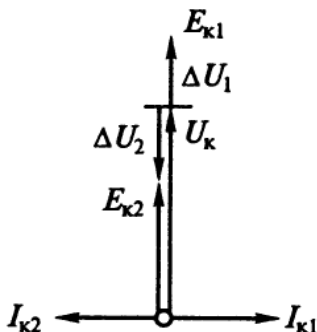


Рис. 36. Векторная диаграмма синхронного компенсатора в перевозбужденном и недовозбужденном режимах

На рис. 37 показан синхронный компенсатор *КСВ* с водородным охлаждением. Корпус компенсатора, его подшипники, маслоохладители и маслонасосы размещены в герметически закрытом кожухе. Через изоляционные уплотнения 3, 4 к статору *I* подводится напряжение 10,5 кВ, а к контактным кольцам – питание от возбуждателя. В нижней части кожуха расположены два маслонасоса 8, маслобак и водяной маслоохладитель. Циркуляция водорода поддерживается при давлении 0,1–0,2 МПа вентиляторами 5, которые засасывают водород из кожуха и прогоняют его через внутреннюю часть корпуса компенсатора. Нагретый водород попадает во входные проемы 12 вертикальных газоохладителей, где охлаждается.

Синхронный компенсатор характеризуется номинальной мощностью, напряжением, током статора, частотой и номинальным током ротора.

Шкала мощностей определяется по ГОСТ 609-84. Номинальное напряжение синхронного компенсатора на 5–10 % выше номинального напряжения сети.

В зависимости от тока возбуждения синхронный компенсатор может работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения, генерировать или потреблять реактивную мощность. Регулирование тока возбуждения осуществляется специальными схемами АРВ.

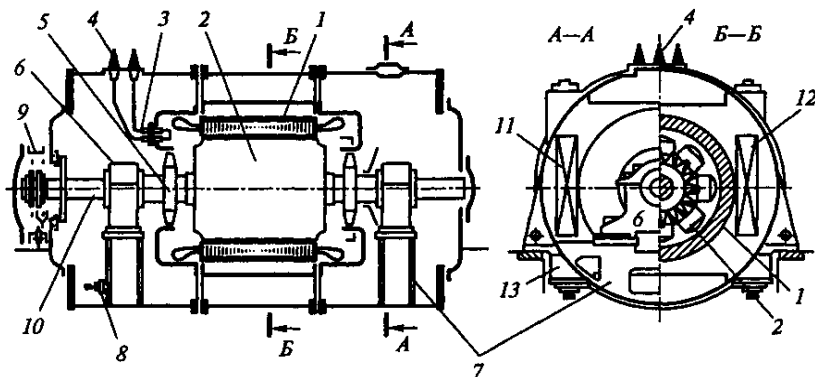


Рис. 37. Синхронный компенсатор типа КСВ:

1 – статор; 2 – ротор; 5, 4 – изоляционные уплотнения; 5 – вентилятор; 6 – подшипник; 7 – опорные платформы; 8 – маслонасос; 9 – камера контактных колец; 10 – вал; 11, 12 – выходной и входной проемы в газоохладитель; 13 – газоохладитель

Синхронные компенсаторы небольшой мощности имеют схему электромашинного независимого возбуждения, на более мощных машинах с водородным охлаждением (КСВ) возбуждение осуществляется от специального бесщеточного возбуждательного агрегата, встроенного в корпус компенсатора.

Схема АГП синхронных компенсаторов такая же, как у генераторов.

Мощные СК (10000 кВА и выше) включаются в сеть через реактор для ограничения пусковых токов и посадки напряжения на шинах (рис. 38). Параметры реактора выбираются так, чтобы в момент пуска напряжение на шинах подстанции не падало ниже (80–85 %) $U_{ном}$ напряжение на СК было (30–65 %) $U_{ном}$ при этом ток не превышает (2–2,8) $I_{ном}$.

При пуске выключатель $Q1$ отключен, $Q2$ включен. Разворот компенсатора происходит за счет асинхронного момента. Когда частота вращения приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Регулируя ток возбуждения, устанавливают минимальный ток статора и включают выключатель $Q1$, шунтируя реактор и включая СК в сеть.

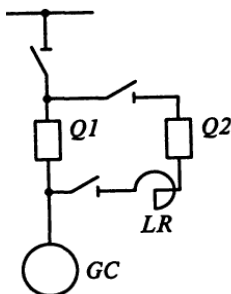


Рис. 38. Схема реакторного пуска синхронного компенсатора

Синхронные генераторы могут работать в режиме синхронного компенсатора, если закрыть доступ пара (или воды) в турбину. В таком режиме перевозбужденный турбогенератор начинает потреблять небольшую активную мощность из сети и отдает реактивную мощность в сеть.

Перевод гидрогенераторов в режим синхронных компенсаторов производится без остановки агрегатов, достаточно освободить камеру гидротурбины от воды.

3.9. Статические компенсаторы

Статические компенсаторы – это батареи конденсаторов и другие источники реактивной мощности (ИРМ), не имеющие вращающихся частей.

На подстанциях промышленных предприятий вблизи потребителей реактивной мощности устанавливаются батареи статических конденсаторов (БК). Конденсаторы могут быть масляными или соволовыми (*Совол* – представляет смесь молекул дифенила разной степени хлорирования, синтетический жидкий диэлектрик) на напряжение от 220 В до 10,5 кВ для наружной и внутренней установки. Единичная мощность конденсаторов от 10 до 125 кВАР, для получения необходимой мощности Q_c конденсаторы соединяются параллельно. В энергосистемах *БК* на напряжение 6 и 10 кВ устанавливаются в узлах сети, на подстанциях подключаются (через выключатель) к шинам 6 и 10 кВ. Реактивная мощность, вырабатываемая батареями, соединенной по схеме звезда,

$$Q_c = 3U\phi^2c \quad (6)$$

где U_ϕ – напряжение, на которое включена BK ;

C – емкость BK .

Если к сети подключено одно и то же число банок конденсаторов (нерегулируемая BK), то в режиме минимальных нагрузок возможна перекомпенсация реактивной мощности, которая вызовет повышение напряжения и дополнительные потери в сети. Это приводит к необходимости регулирования количества включенных банок конденсаторов. Такое регулирование может быть одно- и многоступенчатым, когда BK разделена на секции. Включение и отключение части секций производится автоматически или вручную.

Достоинствами BK являются их простота, а недостатками – зависимость реактивной мощности от напряжения, невозможность потребления реактивной мощности, ступенчатое регулирование.

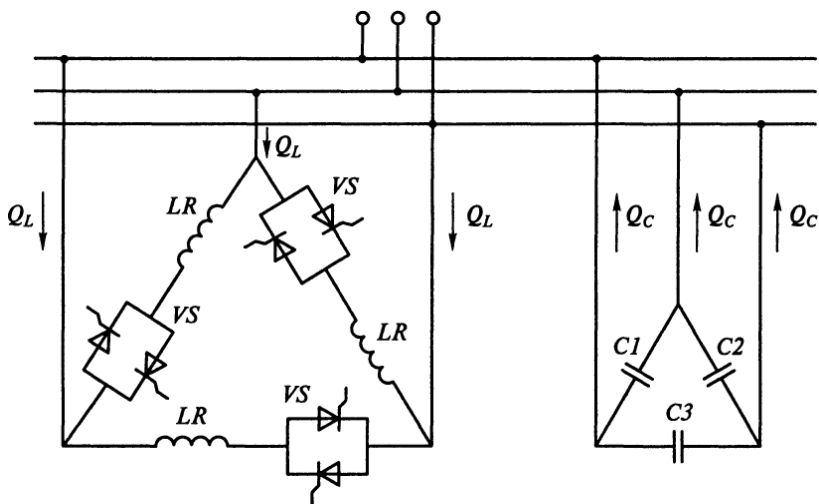


Рис. 39. Схема статических регулируемых компенсаторов

Более совершенными являются установки статических тиристорных компенсаторов, в которых осуществляется плавное регулирование тока (рис. 39). В установке применены нерегулируемые

емкости (БК) $C1$, $C2$, $C3$, которые вырабатывают реактивную мощность (емкостную) Q_c , и регулируемая с помощью тиристорных ключей VS индуктивность LR . Управляющие электроды тиристоров присоединены к схеме автоматического регулирования. Достоинствами этой установки являются отсутствие вращающихся частей, быстродействие и плавность регулирования.

Совершенствование тиристоров и уменьшение их стоимости приведет к тому, что ИРМ будет целесообразнее, чем синхронные компенсаторы.

Асинхронизированные турбогенераторы ТАП-110, АСТГ-200, ТЭВА-320 могут применяться в качестве управляемого ИРМ при соответствующем регулировании тока возбуждения.

3.10. Электрические аппараты, токоведущие части и защитные устройства

3.10.1. Расчетные условия для выбора проводников у аппаратов по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее, чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства имеет место, когда энергосистема или электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации.

В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать это повышение нагрузки до $I_{\text{рем.мах}}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{пав.мах}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{мах}}$.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{ном}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\text{мах}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Рассмотрим некоторые конкретные случаи определения расчетных токов.

Цепь генератора. Наибольший ток нормального режима принимается при загрузке генератора до номинальной мощности $P_{\text{ном}}$ при номинальном напряжении и $\cos \varphi_{\text{ном}}$

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.т}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}. \quad (7)$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%

$$I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}. \quad (8)$$

В конкретных условиях 1, может быть определен при работе генератора с повышенной токовой нагрузкой за счет улучшения системы охлаждения (повышение давления водорода и др.).

Цепь двухобмоточного трансформатора связи на электростанции. Со стороны ВН и НН принимают

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (8. а)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок. Как было показано в подразд. 2.2, согласно ГОСТ 14209-85 для трансформаторов допускается длительная аварийная перегрузка на 40 % и систематическая перегрузка в зависимости от условий охлаждения, типа трансформатора и графика нагрузки. Если неизвестны действительные значения допустимых перегрузок, то в учебном проектировании можно принять

$$I_{\text{max}} = k_{\text{пт}} I_{\text{ном.т}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{ном.т}}, \quad (9)$$

где $k_{\text{пт}}$ – коэффициент перегрузочной способности оборудования.

Цепь трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на электростанции. Трехобмоточные трансформаторы широко применяются на ТЭЦ в качестве трансформаторов связи. В этом случае они работают как повышающие, передавая избыток мощности генераторов в сеть *ВН* и *СН*. Загрузка цепей *ВН*, *СН* и *НН* зависит от конкретных условий: графика нагрузки на *НН*, *СН* и схемы соединений электроустановки на *НН*. При блочном соединении генератора с трансформатором на стороне *НН*, определяются так же, как в цепи генератора.

При поперечных связях между генераторами расчетные условия на стороне *НН* и *ВН* определяются по мощности трансформатора с учетом его перегрузки, т. е.

На стороне *СН*, если отсутствует связь с энергосистемой и установлено два трансформатора,

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{нг}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (10)$$

где $S'_{\text{нг}}$ – наибольшая перспективная нагрузка на *СН*;

$$I_{\text{max}} = 2I_{\text{норм}} \quad (11)$$

Если к шинам СН присоединена энергосистема и возможны перетоки между ВН и СН, то

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номт}}, I_{\text{макс}} = (1,3 - 1,4)I_{\text{номт}};$$

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН к НН расчетные нагрузки определяют, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности $S'_{\text{номт}}$:

$$I_{\text{норм}} = (0,65 - 0,7) \frac{S'_{\text{номт}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (12)$$

$$I_{\text{макс}} = (1,3 - 1,4) \frac{S'_{\text{номт}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}. \quad (13)$$

Цепь трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют по формулам (12) и (13).

На стороне СН расчетные токи при двух установленных трансформаторах:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_{\text{нг}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{макс}} = 2I_{\text{норм}}. \quad (15)$$

где $S'_{\text{нг}}$ – перспективная нагрузка на СН на десятилетний период.

Цепь автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СН расчетные токи определяют по (5), (6), так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в СН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяют по перспективной нагрузке по формулам (14) и (15).

Цепь линии. Если линия одиночная, радиальная, то $I_{\text{норм}} = I_{\text{макс}}$ определяется по наибольшей нагрузке линии. Для двух параллельно работающих линий

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нг}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{max}} = 2I_{\text{норм}}$$

где $S_{\text{нг}}$ – наибольшая мощность потребителей, присоединенных к линии.

Для n параллельных линий

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нг}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad (16)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1}I_{\text{норм}}, \quad (17)$$

где – перспективная нагрузка на CH на десятилетний период.

Цепи секционных, шиносоединительных выключателей, сборные шины. Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме. Такими режимами являются: отключение части генераторов, перевод отходящих линий на одну систему шин, а источников питания – на другую. Обычно ток, проходящий по сборным шинам, секционному и шиносоединительному выключателям, не превышает I_{max} самого мощного генератора или трансформатора, присоединенного к этим шинам.

Цепь группового сдвоенного реактора. В нормальном режиме ветви реактора загружены равномерно. Наибольший ток нормального режима определяется по нагрузке присоединенных к ветви потребителей:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad (18)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из потребительских линий, присоединенных к ветви реактора, нагрузка другой ветви может соответственно возрасти, поэтому

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1}I_{\text{норм}}, \quad (19)$$

где n – число линий, присоединенных к одной ветви реактора.

При правильно выбранном реакторе I_{max} не превышает номинального тока его ветви.

3.11. Шины распределительных устройств и силовые кабели

3.11.1. Типы проводников, применяемых в основных электрических цепях

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Рассмотрим типы проводников, применяемых на электростанциях и подстанциях. На рис. 40 упрощенно, без разъединителей, показаны элементы схем ТЭЦ, КЭС и подстанции.

Цепь генератора на ТЭЦ (см. рис. 40, *а*). В пределах турбинного отделения от выводов генератора *G* до фасадной стены (участок *АБ*) токоведущие части выполняются шинным мостом из жестких голых алюминиевых шин или комплектным по фазно экранированным токопроводом (в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше). На участке *БВ* между турбинным отделением и главным распределительным устройством (ГРУ) соединение выполняется шинным мостом, гибким подвесным токопроводом или комплектным токопроводом. Все соединения внутри закрытого РУ 6–10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформатора связи *Т1* (участок *ИК*) осуществляется шинным мостом, гибким подвесным токопроводом или комплектным токопроводом.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами *АС*. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь трансформатора собственных нужд (см. рис. 40, *а*). От стены ГРУ до выводов *Т2*, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если трансформатор собственных нужд устанавливается у фасадной стены главного корпуса, то участок *ГД* выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до распределительного устройства собственных нужд (участок *ЕЖ*) применяется кабельное соединение.

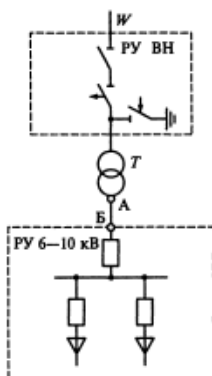
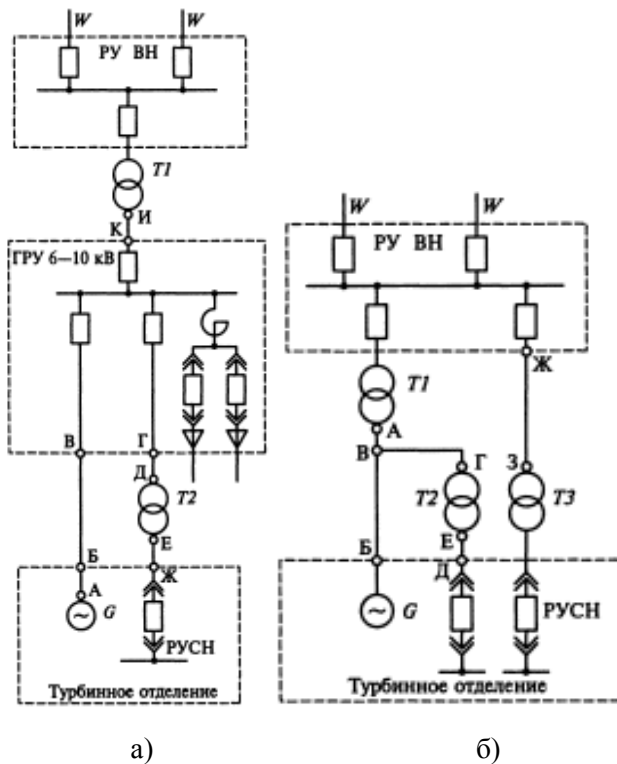


Рис. 40. К выбору проводников в основных электрических цепях:
а – элементы схем ТЭЦ; б – КЭС и АЭС; в – подстанции

В цепях линий 6–10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ, выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор-трансформатор на КЭС участок АБ н отпайка к трансформатору собственных нужд ВГ (см. рис. 40, б) выполняются комплектным по фазно экранированным токопроводом.

Для участка ЕД от Т2 до распределительного устройства собственных нужд применяется закрытый токопровод 6 кВ.

В цепи резервного трансформатора собственных нужд участок ЖЗ может быть выполнен кабелем или гибким проводом. Выбор того или другого способа соединения зависит от взаимного расположения ОРУ, главного корпуса и резервного ТЗ. Так же как на ТЭЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ и выше выполняется проводами АС.

На подстанциях (в открытой части) могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6–10 кВ или с КРУ 6–10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6–10 кВ применяется жесткая ошиновка.

3.11.2. Выбор жестких шин

Как сказано выше, в закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, т. к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Например, при токе 2650 А необходимы алюминиевые шины трехполосные размером $60 \times 10 \text{ мм}^2$ или коробчатые $-2 \times 695 \text{ мм}^2$ с допустимым током 2670 А. В первом случае общее сечение шин составляет 1800 мм^2 , во втором – 1390 мм^2 . Как видно, допустимая плотность тока в коробчатых шинах значительно больше ($1,92$ вместо $1,47 \text{ А/мм}^2$).

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины. Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат. Эскизы различных способов расположения шин на изоляторах показаны на рис. 41. Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь–алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают: при переменном токе фазу *A* – в желтый, фазу *B* – в зеленый и фазу *C* – в красный цвета; при постоянном токе положительную шину – в красный, отрицательную – в синий цвета.

Согласно п. 1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя (п. 1.3.23 ПУЭ) или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\vartheta_{0.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$). В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{в}}}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{0.\text{доп}}}}. \quad (21)$$

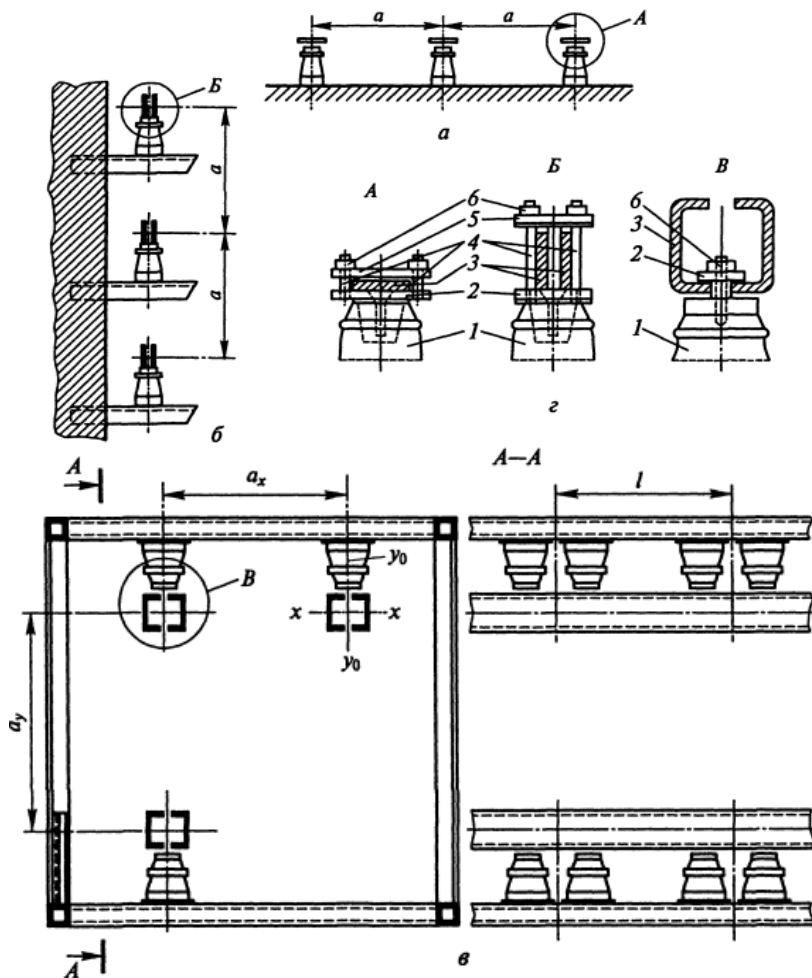


Рис. 41. Эскизы расположения шин:
 а – горизонтальное; б – вертикальное; в – по вершинам треугольника;
 г – крепление шин в узлах А, Б, В: 1 – опорный изолятор;
 2 – стальная манка; 3 – шина; 4 – стальная распорная трубка;
 5 – алюминиевая манка; 6 – шпилька

Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $\vartheta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$; $\vartheta_{0.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$, тогда

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{70 - \vartheta_0}{45}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ – допустимый ток по таблицам [1.12] при температуре воздуха $\vartheta_{0.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$; ϑ_0 – действительная температура воздуха.

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,\text{доп}} \quad \text{или} \quad q_{\min} \leq q, \quad (23)$$

где ϑ_k – температура шин при нагреве током КЗ; $\vartheta_{k,\text{доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ; $q_{\min}$ – минимальное сечение по термической стойкости; q – выбранное сечение.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины — изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний. В частных случаях, например, при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний:

для алюминиевых шин

$$f_0 = \frac{173.2}{L^2} \sqrt{\frac{I}{q}}, \quad (24)$$

для медных шин

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{I}{q}}, \quad (25)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м; I – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴; q – поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т. е. $f_0 > 200$ Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ. Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции.

Механический расчет однополосных шин. Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле $F_{max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^{(3)/2} \frac{l}{a} k_\phi \cdot k_{распр}$, Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{уд}^{(3)/2}}{a}.$$

Так как расстояние между фазами значительно больше периметра шин $a \gg 2(b + h)$, то коэффициент формы $k_\phi = 1$.

Наибольшие электродинамические усилия возникают при трехфазном повреждении, поэтому в дальнейших расчетах учитывается ударный ток трехфазного КЗ. Индексы (3) для упрощения опускаются.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах с наибольшим моментом в крайних пролетах), $M \cdot \text{м}$,

$$M_{max} = \frac{f l^2}{10},$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа,

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{M}{W} = \frac{Fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \frac{F_{\text{д}}^2}{W_{\text{с}}} \quad (26)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилию, см³ (табл. 7).

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют шины прессованные (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные (марка АД31Т) или закаленные и искусственно состаренные (марка АД31Т1). Согласно п. 1.4.15 ПУЭ.

В табл. 7 приведены значения допустимых напряжений с учетом снижения прочности шин в местах сварки.

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{доп.}}$$

Механический расчет двухполосных шин. Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис. 42), то возникают усилия между полосами и между фазами. Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Для того чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками $l_{\text{п}}$ выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_{\text{п}} \leq 0,216 \sqrt{\frac{\sigma_{\text{п}}}{l_{\text{уд}}^{(3)}}} + \sqrt{\frac{E J_{\text{п}}}{K_{\text{ф}}}} \quad (27)$$

Механическая система две полосы- изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механиче-

ского резонанса. Исходя из этого величина $l_{\text{п}}$ выбирается еще по одному условию:

$$l_{\text{п}} \leq 0,133 \cdot 10^{-24} \sqrt{\frac{E J_{\text{п}}}{m_{\text{п}}}} \quad (28)$$

где $a_{\text{п}}$ – расстояние между осями полос, см; $J_{\text{п}} = \frac{k b^3}{12}$ – момент инерции полосы, см^4 ; $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы (рис. 43); $m_{\text{п}}$ – масса полосы на единицу длины, кг/м; E – модуль упругости материала шин (см. табл. 7).

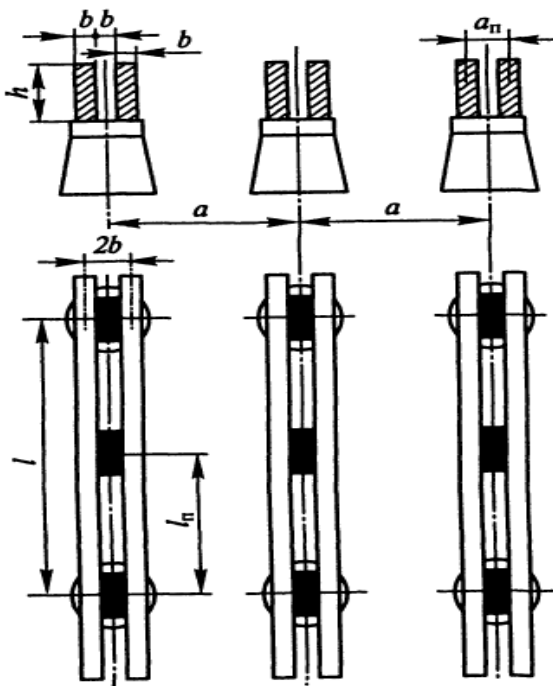


Рис. 42. Эскиз расположения двухполосных шин

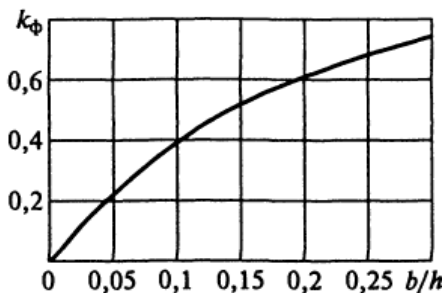


Рис. 43. Кривые для определения коэффициента формы для двухполосных шин при $a=2b$

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по формулам (20) и (21).

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить по формулам (21), подставив

$$l_1 = l_2 = \frac{l_{yz}}{2}; \quad a = a_n = 2b,$$

$$f_n = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \left(\frac{l_{yz}}{2} \right) \frac{1}{2b} 10^{-7} \frac{k_\phi l_{yz}^2}{4b} \cdot 10^{-7}. \quad (29)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос (шины рассматриваются как балки с равномерно распределенной нагрузкой и заземленными концами), МПа,

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n}, \quad (30)$$

где W_n – момент сопротивления одной полосы, см^2 ; l_n – расстояние между прокладками, м.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз по формуле

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2}{a W_\phi} i_{yz}^2, \quad (26)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м; W_ϕ – момент сопротивления пакета шин (см. табл. 7), см^3 .

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{max} = \sigma_{\phi} + \sigma_{п} \leq \sigma_{доп.}$$

Таблица 7

Основные характеристики материалов шин

Материал шины	Марка	Временное сопротивление разрыву, МПа		Допустимое напряжение, Мпа		Модуль упругости E , 10^{10} Па
		Материала	В области сварного соединения	Материала	В области сварного соединения	
Алюминий	АО, А	118	118	82	82	7
	АДО	59-69	59-69	41-48	41-48	7
Алюминие- вый сплав	АД31Т	127	120	89	84	7
	АД31Т1	196	120	137	84	7
	АВТ1	304	152	213	106	7
	1915Т	353	318	247	223	7
Медь	МГМ	345-	-	171,5-178	-	10
	МГТ	355	-	171,5-206	-	10
		245- 294				

Механический расчет шин коробчатого сечения (рис. 44). Шины коробчатого сечения имеют значительно больший момент инерции, чем шины прямоугольного сечения. Например, шина $100 \times 100 \text{ мм}^2$ при расположении на ребро имеет

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4,$$

а одна шина швеллерного профиля сечением 1010 мм^2 имеет $J_{y-y} = 18,5 \text{ см}^4$; соответственно при расположении прямоугольной шины плашмя

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 83 \text{ см}^4,$$

а для швеллерной шины $J_{x-x} = 135 \text{ см}^4$.

Следовательно, в шинах коробчатого сечения частота собственных колебаний f_0 формул (24), (25) значительно больше, чем для шин прямоугольного сечения. Это позволяет производить расчет без учета механических колебаний.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле (18) с учетом расположения шин. Если шины расположены в горизонтальной плоскости (см. рис. 44, а) и швеллеры соединены жестко между собой, то $W = W_{y0-y0}$.

При отсутствии жесткого соединения $W = 2W_{y-y}$.

Если шины расположены в вертикальной плоскости (рис. 44, б), то $W = 2W_{x-x}$.

Сила взаимодействия между швеллерами (см. рис. 44, в), составляющими шину коробчатого профиля, определяется по формуле (31) при условии $k_\Phi = 1, a = h, i_1 = i_2 = i_{yd}/2$:

$$f_\Pi = 0.5 \frac{i_{yd}^3}{h} 10^{-7}. \quad (31)$$

Напряжение в материале шин от действия силы f_Π определяется по формуле (23):

$$\sigma_\Pi = \frac{f_\Pi \cdot l_\Pi^2}{12W_\Pi},$$

где $W = W_{y-y}$.

Если шины соединены жестко по всей длине, то $\sigma_\Pi = 0$.

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{\max} = \sigma_\Phi + \sigma_\Pi \leq \sigma_{\text{доп.}}$$

Механический расчет шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника (рис. 44). Шины всех фаз находятся в одинаковых условиях. На шину фазы А действуют силы f_{ac} и f_{ab} , которые определяются по формуле (31), но в отличие от горизонтального расположения векторы сил сдвинуты

в пространстве на угол 60° . Результирующая сила f_a меняется не только по величине с частотой, но и по направлению, создавая растягивающие F_p , изгибающие $F_{и}$ и сжимающие F_c , усилия на изоляторы (конец вектора f_a , скользит по окружности).

Не приводя здесь вывода, следует сказать, что максимальная сила взаимодействия оказывается равной силе, действующей на фазу B при горизонтальном расположении шин, Н/м,

$$f_{\Phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{I_{\Phi}^2}{a}.$$

Если шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника, то определение возникающих усилий усложняется, так как фазы находятся в различных условиях. В табл. 8 приведены расчетные формулы для определения $\sigma_{\Phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы трубчатых и коробчатых шин, расположенных в вершинах треугольника.

Определение σ_{Π} или $I_{\Pi, \max}$ в коробчатых шинах производится так же, как при горизонтальном или вертикальном расположении шин.

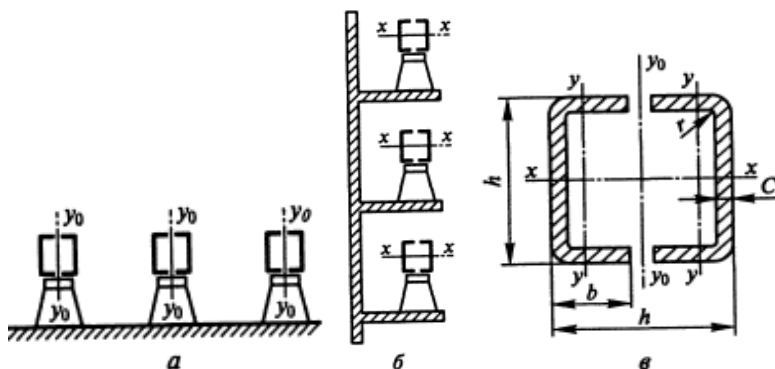


Рис. 44. К расчету шин коробчатого сечения

Выбор изоляторов. В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$; $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н,

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{U_D}{a} I k_k 10^{-7} = f_\phi I k_k$$

где k_k – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро:

$$k_k = \frac{H}{H_{из}}; \quad H = H_{из} + b + \frac{h}{2},$$

где $H_{из}$ – высота изолятора.

При расположении шин в вершинах треугольника $F_{расч} = k_k F_H$ (см. табл. 9).

Проходные изоляторы выбирают:

по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

номинальному току $I_{мах} \leq I_{ном}$;

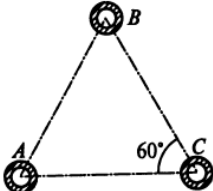
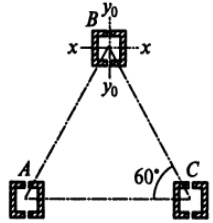
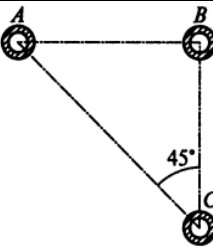
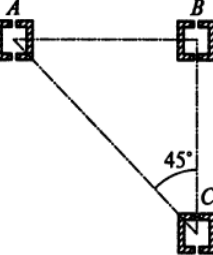
допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н,

$$F_{расч} = 0,5 f_\phi I.$$

Таблица 8

Формула для механического расчета шин,
расположенных в вершинах треугольника

Расположение шин	Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами, МПа	Силы, действующие на изоляторы, Н
	$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 I^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1.62 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1.3 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 2.5 \frac{i_{y0}^2 I^2}{aW_{y_0-y_0}} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1.62 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1.3 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 2.2 \frac{i_{y0}^2 I^2}{aW_{y_0-y_0}} 10^{-8}$	$F_p = 1.5 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1.62 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1.62 \frac{i_{y0}^2 I}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi, \max} = 2.2 \frac{i_{y0}^2 I^2}{aW_{y_0-y_0}} 10^{-8}$	

Примечание. В расчетных формулах: i – в амперах; l и a – в метрах; W – в кубических сантиметрах.

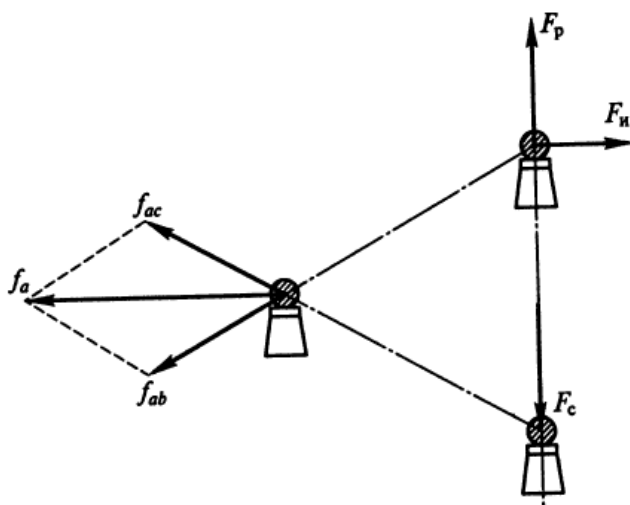


Рис. 45. К расчету шин, расположенных в вершинах треугольник

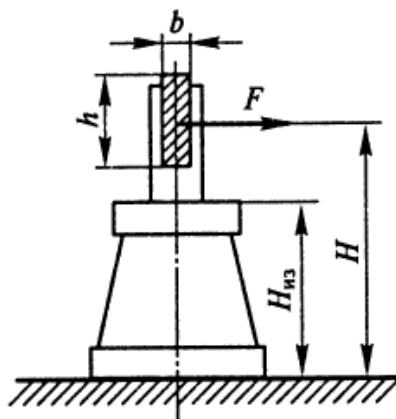


Рис. 46. К определению расчетной нагрузки на изолятор

3.11.3. Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6–10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка –сталеалюминиевые – несут в основном механическую нагрузку от собственной массы, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), т. к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Провода линий электропередачи напряжением более 35 кВ, провода длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ, гибкие токопроводы генераторного напряжения проверяются по экономической плотности тока

$$S = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{э}}}, \quad (32)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок);

$J_{\text{э}}$ – нормированная плотность тока, А/мм² (табл. 9).

Сечение, найденное по формуле (32), округляется до ближайшего стандартного.

Проверке по экономической плотности тока подлежат [1.12]:

сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при до 5000 ч;

ответвления к отдельным электроприемникам $U \leq 1$ кВ, а также осветительные сети;

сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений;

сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет.

Таблица 9

Экономическая плотность тока

Проводник	При ,ч		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляция с жилами:			
Медные	3	2,5	2
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоля- цией с жилами:			
Медные	3,5	3,1	2,7
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по формуле (12):

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном.}}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле (15):

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,\text{доп}}; q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{E_k}}{c} \leq q.$$

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока КЗ. Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях КЗ рассматриваются как один провод суммарного сечения.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ [12, п. 4.2.56].

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамическом взаимодействии могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока КЗ.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ по формулам:

при трехфазном КЗ

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^{(3)2} \frac{l}{a} k_{\phi} k_{расп};$$

при двухфазном КЗ

$$F_{max} = 2 \cdot 10^{-7} i_{уд}^{(2)2} \frac{l}{a} k_{\phi} k_{расп}; \text{ Н/м,}$$

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \frac{I^{(2)2}}{a},$$

где a – расстояние между фазами, м (для ОРУ расстояние между фазами принято обозначать буквой D); $I^{(2)}$ – среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ. С достаточной точностью для расчетов можно принять

$$I^{(2)} = I_{н0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{н0}^{(3)}.$$

Подставляя эти величины, получаем усилие, Н/м,

$$f = \frac{15 I_{н0}^{(3)2}}{D} 10^{-7}. \quad (33)$$

Определяют силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок, Н/м,

$$g = 1,1 \cdot 9,8 m,$$

где m – масса 1 м токопровода, кг.

Определяют отношение

$$\sqrt{h}/t_{\text{ЭКВ}}$$

где h – максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м; $t_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с. Для цепей генераторов и трансформаторов в среднем

$$t_{\text{ЭКВ}} = t_{\text{з}} + 0,05,$$

где $t_{\text{з}}$ – действительная выдержка времени защиты от токов КЗ; 0,05 учитывает влияние аperiodической составляющей.

По диаграмме (рис. 91) в зависимости от f/g и $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭКВ}}}$ отклонение провода b , м, и угол α . Найденное значение b сравнивают с максимально допустимым:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2}, \quad (34)$$

где d – диаметр токопровода; $a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

Для токопроводов генераторного напряжения $a_{\text{доп}} = 0,2$ м, для ОРУ согласно ПУЭ при 110 кВ – 0,45 м; 150 кВ – 0,6 м; 220 кВ – 0,95 м; 330 кВ – 1,4 м; 500 кВ – 2 м.

Если окажется, что, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами. В гибких подвесных токопроводах уменьшение стрелы провеса может привести к значительному увеличению механических напряжений в проводе, а увеличение расстояния между фазами ведет к увеличению размеров

ОРУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливают поперечные распорки, присоединяемые к фазам через изоляторы, что позволяет не увеличивать расстояние между фазами и не уменьшать стрелу провеса. Когда все же необходимо уменьшение стрелы провеса, устанавливают дополнительные опоры, т. е. фактически уменьшают пролет, чтобы сохранить механическое напряжение в проводах в допустимых пределах (механический расчет проводов рассматривается в курсе «Электрические сети»).

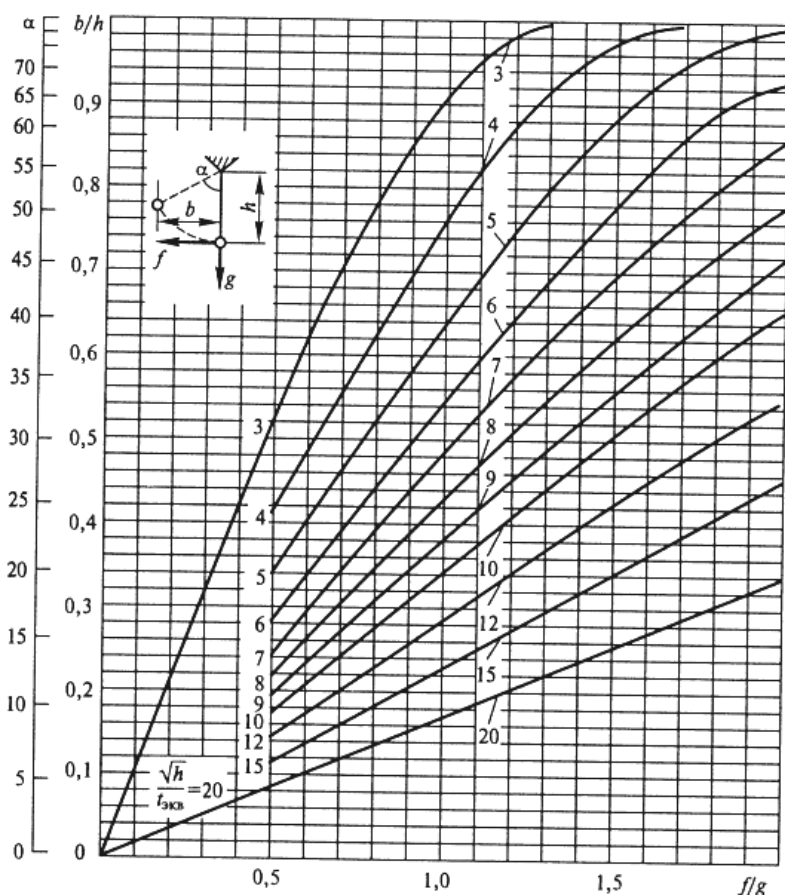


Рис. 47. Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n-1$ проводами составляет, Н/м,

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{\text{н0}}^{(3)2}}{d}, \quad (35)$$

где n – число проводов в фазе; d – диаметр фазы, м;
 $I_{\text{н0}}^{(3)}$ – действующее значение тока трехфазного КЗ, А.

Под действием импульсных усилий $f_{\text{ц}}$ проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутри-фазовые (дистанционные) распорки. Расстояние между распорками должно быть, м,

$$l_p = k \sigma_{\text{max}} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{\text{max}} \cdot 24 \beta}{(\gamma_k + \gamma_{\gamma_1})(\gamma_k - \gamma_{\gamma_1})}} \quad (36)$$

где $k = 1,8$ – коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ; σ_{max} – максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа (при температуре 40 °С или при гололеде и температуре –5 °С); β – коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия, $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$); γ_1 – удельная нагрузка от собственной массы провода, МПа/м; γ_k – удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м; $\gamma_k = \frac{f_{\text{ц}}}{q}$ (q – сечение провода, мм²);
 $\sigma_{\text{max}} = \frac{T_{\text{ф max}}}{nq}$; ($T_{\text{ф max}}$ – максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, Н).

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

На участках токопровода вблизи источников питания расстояние между дистанционными распорками может составлять всего 3–5 м, а на удаленных пролетах по мере уменьшения токов КЗ это расстояние возрастает. Если по условию электродинамической стойкости дистанционных распорок не требуется, их устанавливают через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений. Подробно явления коронного разряда изучаются в курсе «Защита объектов энергетики от перенапряжений. Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (37)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$), r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354U}{r_{\text{ср}} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (38)$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз $D_{ср} = 1,26D$, при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника $D_{ср} = D$, где D – расстояние между соседними фазами, см.

$I_{доп}$ – длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 :

$$I_{доп} = k_1 k_2 I_{доп,ном}$$

где $I_{доп,ном}$ – допустимый ток при нормальной температуре жил, °C; согласное ПУЭ для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией $\vartheta_{доп} = +65$ °C, для кабелей до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке приняты:

$U_{ном}$, кВ.....	до 35	6	10	20 и 35
$\vartheta_{доп}$, °C.....	+80	+65	+60	+50

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать их допустимую перегрузку, определяемую по п. 1.3.6 ПУЭ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

Выбранные по номинальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условию:

$$\text{или } Q_{min} \leq Q.$$

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Для параллельных кабелей и более проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т.е. с учетом разветвления тока КЗ.

3.12. Гашение электрической дуги

3.12.1. Условия возникновения и горения дуги

Прежде чем рассматривать конструкцию коммутационных аппаратов, необходимо ознакомиться с основными процессами, происходящими в электрической дуге. Подробно явление разряда в газах, в т. ч. дуговой разряд, изучается в курсе «Защита объектов энергетики от перенапряжений».

При размыкании контактов в цепи высокого напряжения возникает электрический разряд в виде дуги. В дуге различают околокатодное пространство, ствол дуги и околоанодное пространство (рис. 48). Все напряжение распределяется между этими областями U_k , $U_{с.д.}$, U_a . Катодное падение напряжения в дуге постоянного тока 10–12 В, а длина этого участка составляет $10^{-4} - 10^{-5}$ см, таким образом, около катода наблюдается высокая напряженность электрического поля ($10^5 - 10^6$ В/см).

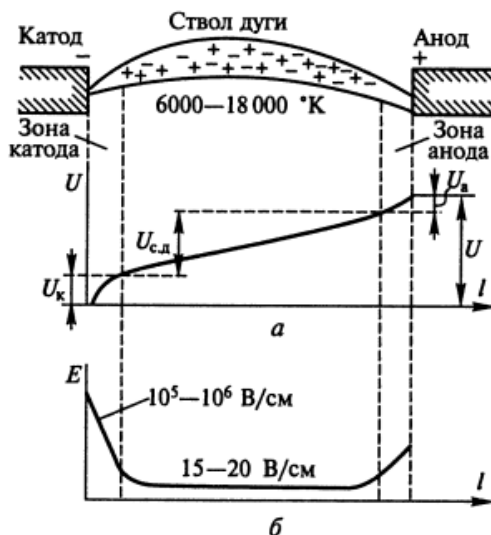


Рис. 48. Распределение напряжения U (а) и напряженности E (б) в стационарной дуге постоянного тока

При таких высоких напряженностях происходит ударная ионизация. Суть ее заключается в том, что электроны, вырванные из катода силами электрического поля (автоэлектронная эмиссия) или за счет нагрева катода (термоэлектронная эмиссия), разгоняются в электрическом поле и при ударе в нейтральный атом отдают ему свою кинетическую энергию. Если этой энергии достаточно, чтобы оторвать один электрон с оболочки нейтрального атома, то произойдет ионизация. Образовавшиеся свободные электроны и ионы составляют плазму ствола дуги. Проводимость плазмы приближается к проводимости металлов [$\gamma = 2500 \text{ 1/}(\Omega \cdot \text{см})$]. В створе дуги проходит огромный ток и создается высокая температура. Плотность тока может достигать $10\,000 \text{ А/см}^2$ и более, а температура – от 6000 К при атмосферном давлении до $18\,000 \text{ К}$ и выше и более при повышенных давлениях.

Высокие температуры в створе дуги приводят к интенсивной термоизоляции, которая поддерживает большую проводимость плазмы. Термоизоляция – процесс образования ионов за счет соударения молекул и атомов, обладающих большой кинетической энергией при высоких скоростях их движения. Чем больше ток в дуге, тем меньше ее сопротивление, а поэтому требуется меньшее напряжение для горения дуги, т.е. дугу с большим током погасить труднее.

При переменном токе напряжение источника питания u_c меняется синусоидально, так же меняется ток в цепи i (рис. 49, а), причем ток отстает от напряжения примерно на 90°С .

Напряжение на дуге u_d , горящей между контактами выключателя, непостоянно. При малых токах напряжение возрастает до величины u_z (напряжение зажигания), затем по мере увеличения тока в дуге и роста термической ионизации напряжение уменьшается. В конце полупериода, когда ток приближается к нулю, дуга гаснет при напряжении гашения u_t . В следующий полупериод явление повторяется, если не приняты меры для деионизации промежутка.

Если дуга погашена теми или иными способами, то напряжение между контактами выключателя должно восстановиться до напряжения питающей сети. Однако поскольку в цепи имеются индуктивные, активные и емкостные сопротивления, возникает переходный процесс, появляются колебания напряжения

(рис. 49, б), амплитуда которых $u_{B \max}$ может значительно превышать нормальное напряжение. Для отключающей аппаратуры важно, с какой скоростью восстанавливает напряжение на участке АВ.

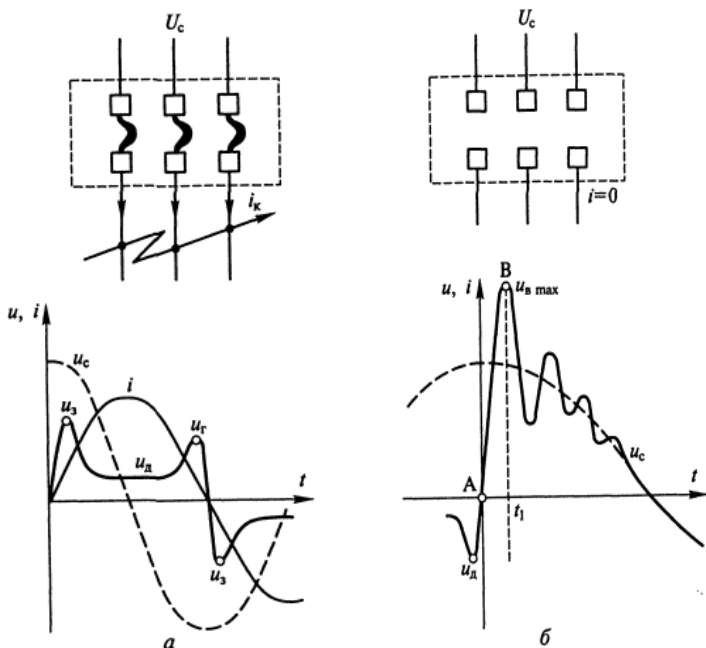


Рис. 49. Изменение тока и напряжения при гашении дуги переменного тока:
а – момент горения дуги; б – после гашение дуги

Подводя итог, можно отметить, что другой разряд начинается за счет ударной ионизации и эмиссии электронов с катода, а после зажигания дуга поддерживается термоионизацией в створе дуги.

3.12.2. Гашение дуги

В открывающих аппаратах необходимо не только разомкнуть контакты, но и погасить возникшую между ними дугу.

В цепях переменного тока ток в дуге каждой полупериод проходит через нуль (см. рис. 50), в эти моменты дуга гаснет самопроизвольно, но в следующий полупериод она может возникнуть вновь. Как показывают осциллограммы, ток в дуге становится близким к нулю несколько раньше естественного перехода через нуль (рис. 50, а). Это объясняется тем, что при снижении тока энергия, подводимая к дуге, уменьшается, следовательно, уменьшается температура дуги и прекращается термоионизация. Длительность бестоковой паузы t_{Π} невелика (от десятков до нескольких сотен микросекунд), но играет важную роль в гашении дуги. Если разомкнуть контакты в бестоковую паузу и развести их с достаточной скоростью на такое расстояние, чтобы не произошел электрический пробой, то цепь будет отключена очень быстро.

Во время бестоковой паузы интенсивность ионизации сильно падает, так как не происходит термоионизация. В коммутационных аппаратах, кроме того, принимаются искусственные меры охлаждения дугового пространства и уменьшения числа заряженных частиц. Это процессы деионизации приводят к постепенному увеличению электрической прочности промежутка (рис. 50, б).

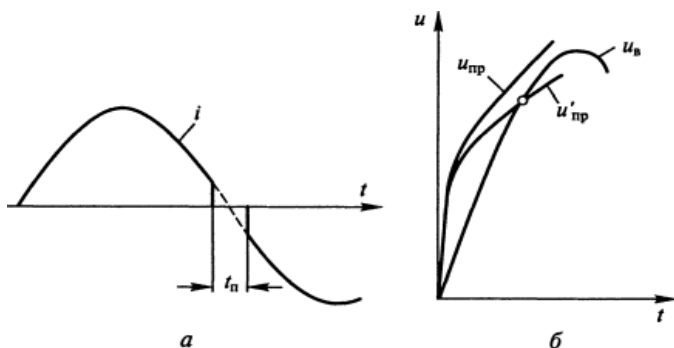


Рис. 50. Условия погасания дуги переменного тока:
 а – погасание дуги при естественном переходе тока через нуль;
 б – рост электрической прочности дугового промежутка при переходе тока через нуль

Резкое увеличение электрической прочности промежутка после перехода тока через нуль происходит главным образом за счет увеличения прочности около катодного пространства (в цепях переменного тока 150–250 В). Одновременно растет восстанавливающееся напряжение $u_{\text{в}}$. Если в любой момент промежутка не будет пробит, дуга не загорится вновь после перехода тока через нуль. Если в какой-то момент, то происходит повторное зажигание дуги в промежутке.

Таким образом, задача гашения дуги сводится к созданию таких условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами была больше напряжения между ними $u_{\text{в}}$.

Процесс нарастания напряжения между контактами отключаемого аппарата может носить различный характер в зависимости от параметров коммутационной цепи. Если отключается цепь с преобладанием активного сопротивления, то напряжение восстанавливается по аperiodическому закону; если в цепи преобладает индуктивное сопротивление, то возникают колебания, частоты которых зависят от соотношения емкости и индуктивности цепи. Колебательный процесс приводит к значительным скоростям восстановления напряжения, а чем больше скорость

$\frac{du_{\text{в}}}{dt}$

$\frac{du_{\text{в}}}{dt}$, тем вероятнее пробой промежутка и повторное зажигание дуги. Для облегчения условий гашения дуги в цепь отключаемого тока вводятся активные сопротивления, тогда характер восстановления напряжения будет аperiodическим (см. рис. 50, б).

Основные способы гашения дуги в аппаратах до 1 кВ

Удлинение дуги при быстром расхождении контактов: чем длиннее дуга, тем больше напряжение необходимо для ее существования. Если напряжение источника окажется меньше, то дуга гаснет.

Деление длинной дуги на ряд коротких (рис. 51, а). Как показано на рис. 48, напряжение на дуге складывается из катодного $U_{\text{к}}$ и анодного $U_{\text{а}}$ падений напряжения и напряжения ствола дуги $U_{\text{с.д.}}$:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{к}} + U_{\text{а}} + U_{\text{с.д.}} = U_{\text{з}} + U_{\text{с.д.}}$$

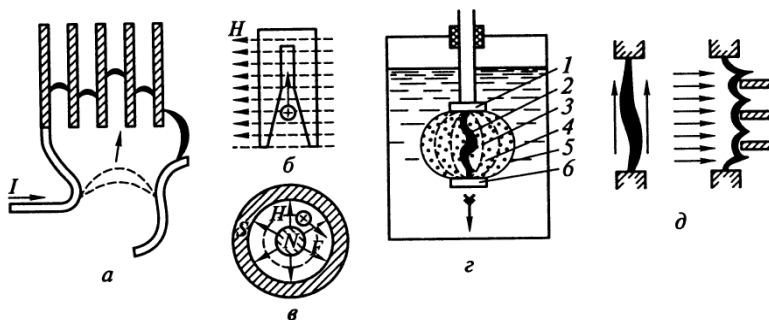


Рис. 51. Способы гашения дуги:

а – деление длинной дуги на короткие; *б* – затягивание дуги в узкую щель дугогасительной камеры; *в* – вращение дуги в магнитном поле; *г* – гашение дуги в масле: 1 – неподвижный контакт; 2 – ствол дуги; 3 – водородная оболочка; 4 – зона газа; 5 – зона паров масла; 6 – подвижный контакт; *д* – газозоудное дутье

Если длинную дугу, возникшую при размыкании контактов, затянуть в дугогасительную решетку из металлических пластин, то она разделится на n -коротких дуг. Каждая короткая дуга будет иметь свое катодное и анодное падение напряжения U_0 . Дуга гаснет, если

$$U < nU_0.$$

где U – напряжение сети; U_0 – сумма катодного и анодного напряжений (20–25 В в дуге постоянного тока).

Дугу переменного тока так же можно разделить на n – коротких дуг. В момент прохождения тока через нуль околокатодное пространство мгновенно приобретает электрическую прочность 150–250 В. Дуга гаснет, если $U < (150 - 250)n$.

Гашение дуги в узких щелях. Если дуга горит в узкой щели, образованный дугостойким материалом, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходит интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду.

Движение дуги в магнитном поле. Электрическая дуга может рассматриваться как проводник с током. Если дуга находится в магнитном поле, то на нее действует сила, определяемая по

правилу левой руки. Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то она получит поступательное движение и будет затянута внутрь цепи дугогасительной камеры (рис. 51, б).

В радиальном магнитном поле дуга получит вращательное движение (рис. 51, в). Магнитное поле может быть создано постоянными магнитами, специальными катушками или самим контуром токоведущих частей. Быстрое вращение и перемещение дуги способствует ее охлаждению и деионизации.

Последние два способа гашения дуги (в узких щелях и магнитном поле) применяются также в аппаратах напряжением выше 1 кВ.

Основные способы гашения дуги в аппаратах напряжением выше 1 кВ

Гашение дуги в масле. Если контакты отключающего аппарата поместить в масло, то возникающая при размыкании контактов дуга приводит интенсивному газообразованию и испарению масла (рис. 51, г). Вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий в основном из водорода (70–80 %); быстрое разложение масла приводит к повышению давления в пузыре, что способствует ее лучшему охлаждению и деионизации. Водород обладает высокими дугогасящими свойствами; соприкасаясь непосредственно со стволем дуги, он способствует ее деионизации. Внутри газового пузыря происходит непрерывное движение газов и паров масла.

Гашение дуги в масле широко применяется в выключателях. Газовоздушное дутье. Охлаждение дуги улучшается, если создать направленное движение газов – дутье. Дутье вдоль или поперек дуги (рис. 51, д) способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги. Газ создается при разложении масла дугой (масляные выключатели) или твердых газогенерирующих материалов (автогазовое дутье). Более эффективно дутье холодным неионизированным воздухом, поступающих из специальных баллонов со сжатым воздухом (воздушные выключатели).

Многократный разрыв цепи тока. Отключение большого тока при высоких напряжениях затруднительно. Это объясняется тем, что при больших значениях подводимой энергии и вос-

становливающего напряжения деионизация воздушного промежутка усложняется. Поэтому в выключателях высокого напряжения применяют многократный разрыв дуги в каждой фазе (рис. 52). Такие выключатели имеют несколько дугогасительных устройств, рассчитанных на часть номинального напряжения. Число разрывов на фазу зависит от типа выключателя и его напряжения. В выключателях 500–750 кВ может быть 12 разрывов и более. Чтобы облегчить гашение дуги, восстанавливающееся напряжение должно равномерно распределяться между разрывами. На рис. 52 схематически показан масляный выключатель с двумя разрывами на фазу. При отключении одного КЗ восстанавливающееся напряжение распределится между разрывами следующим образом:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{C_1 + C_2}{C_1},$$

где U_1 , U_2 – напряжения, приложенные к первому и второму разрывам; C_1 – емкость между контактами этих разрывов; C_2 – емкость контактной системы относительно земли.

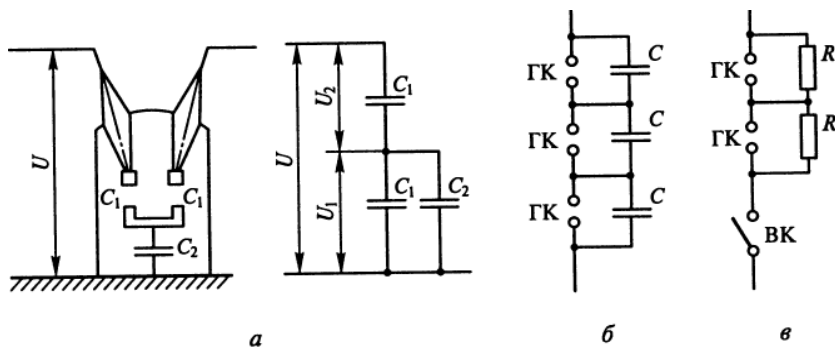


Рис. 52. Распределение напряжения по разрывам масляного выключателя (а), емкостные делители напряжения (б), активные делители напряжения (в)

Так как C_2 значительно больше C_1 , то напряжение $U_1 > U_2$ и, следовательно, гасительные устройства будут работать в неодинаковых условиях. Для выравнивания напряжения параллельно глав-

ным контактам выключателя ГК включают емкости или активные сопротивления (см. рис. 52, б, в). Значение емкостей и активных шунтирующих сопротивлений подбирают так, чтобы напряжение на разрывах распределялось равномерно. В выключателях с шунтируемыми сопротивлениями гашение дуги между ГК сопровождающий ток, ограниченный по значению сопротивлениями, разрывается вспомогательными контактами ВК.

Шунтирующие сопротивления уменьшают скорость нарастания восстанавливающегося напряжения, что облегчает гашение дуги.

Гашение дуги в вакууме. Высокоразреженный газ (10^{-6} – 10^{-8} Н/см²) обладает электрической прочностью, в десятки раз большей, чем газ при атмосферном давлении. Если контакты размыкаются в вакууме, то сразу же после первого прохождения тока в дуге через нуль прочность промежутка восстанавливается, и дуга не загорается вновь. Эти свойства вакуума используются в некоторых типах выключателей.

Гашение дуги в газах высокого давления. Воздух при давлении 2 МПа и более также обладает высокой электрической прочностью. Это позволяет создавать достаточно компактные устройства для гашения дуги в атмосфере сжатого воздуха. Еще более эффективно применение высокопрочные газов, например, шестифтористой серы SF₆ (элегаза). Элегаз обладает не только большей электрической прочностью, чем воздух и водород, но и лучшими дугогасящими свойствами даже при атмосферном давлении. Элегаз применяются в выключателях, отделителях, короткозамыкателях и другой аппаратуре высокого напряжения.

3.13. Неавтоматические выключатели

3.13.1. Коммутационные аппараты до 1 кВ

Неавтоматические выключатели предназначены для отсоединения отдельных обесточенных частей от напряжения или для ручного включения и отключения электрической цепи в нормальных режимах при токах, не превышающих 0,2–1 номинального тока выключателя. К ним относятся неавтоматические выключатели рубящего типа (рубильники), пакетные выключатели и переключатели.

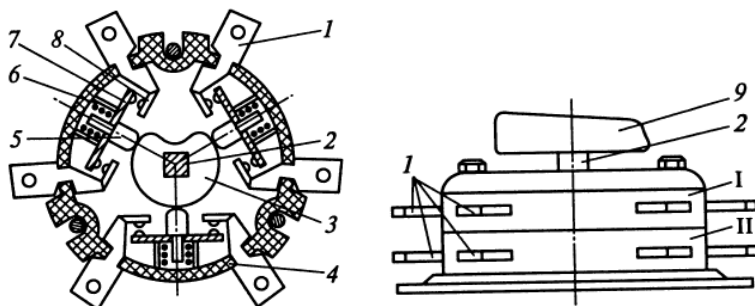


Рис. 53. Пакетный кулачковый выключатель

Переключатель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для переключения электрических цепей.

В распределительных устройствах до 1 кВ и в слаботочных цепях автоматики широкое применение получили пакетные переключатели и выключатели, заменившие старую конструкцию рубильников. На рис. 53 показан пакетный кулачковый выключатель. На основании выключателя укреплены два пакета I, II внутри которых расположены по три полюса контактных систем. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и кулачек 3. Если шток 5 попадает в выемку кулачка 3, то контакты 7, 8 замыкаются под действием пружины 6. Если шток 5 попадает на выступ кулачка, то контакты размыкаются. Возникшая дуга гасится в закрытом объеме герметизированного корпуса 4 из изоляционного материала. Внешняя сеть подключается к выводам 1.

Пакетные выключатели и переключатели серий ПВ и ПМ выпускаются одно-, двух- и трехполюсными на номинальные токи 20–400 А постоянного тока при напряжении 220 В и 63–250 А переменного тока при напряжении 380 В. Наибольшая частота отключений в час – 300.

Пакетные выключатели имеют малые габаритные размеры, удобны в монтаже; при переключении исключается выброс пламени и газов. Контактная система позволяет управлять одновременно большим количеством цепей. Такими переключателями разрешается отключать номинальные токи.

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливаются рубильники.

Рубильник предназначен для ручного включения и отключения цепей постоянного и переменного тока напряжением не выше 1 кВ. По конструкции различают одно-, двух- и трехполюсные рубильники.

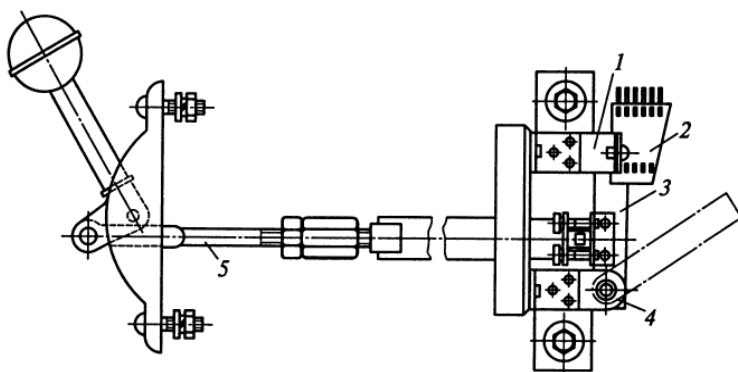


Рис. 54. Рубильник с рычажным приводом

На рис. 54 показан рубильник с рычажным приводом. Подвижный контакт-нож 3 вращается в шарнирной стойке 4, создавая разрыв неподвижным контактом 1. Дугогасительная камера 2 обеспечивает гашение дуги. Ножи всех полюсов объединены изоляционным валиком, движение которому передается тягой 5. Рукоятка монтируется на передней стороне шкафа; таким образом, операции с рубильником безопасны для персонала. Таким рубильником можно отключать токи в установках 380 В и 50 % номинального тока в установках 500 В.

Важнейшей частью рубильника являются контакты. Обычно применяются линейные контакты рубящего типа, нажатие в которых обеспечивается специальными стальными пружинами.

Гашение дуги постоянного тока (до 75 А) происходит за счет ее механического растягивания. При больших токах гашение дуги осуществляется за счет ее перемещения электродинамическими силами взаимодействия, причем, чем короче нож,

тем больше силы взаимодействия между дугой и деталями рубильника, что повышает отключающую силу рубильника.

Гашение дуги переменного тока осуществляется за счет околоскатодной электрической прочности (150–250 В), имеющей место при переходе тока через нуль. Длина ножа в рубильниках переменного тока выбирается по механическим условиям.

Применение дугогасительных камер обеспечивает гашение дуги при отключении номинальных токов рубильниками постоянного тока 220 В и переменного тока 380 В. При напряжении 440–500 В отключаемые токи составляют. Дугогасительные камеры предотвращают выброс ионизированных газов, поэтому перекрытий на корпус или между токоведущими частями не происходит.

Рубильники и переключатели без устройств для гашения дуги выпускаются на токи до 5000 А и не предназначены для отключения тока нагрузки.

Выбор рубильников производится по:

- напряжению установки;
- току нагрузки;
- конструктивному выполнению;
- электродинамической стойкости
- термической стойкости

Номинальный ток, предельный сквозной ток, ток и время термической стойкости и приводятся в каталогах в справочниках. Определение и, коэффициент перегрузки.

3.13.2. Предохранители

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи решением специально предусмотренных токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

В большинстве предохранителей отключение цепи происходит за счет расплавления плавкой вставки, которая нагревается проходящим через нее током защищаемой цепи. После отключения цепи необходимо заменить перегоревшую вставку на исправную. Эта операция производится вручную или автоматически заменой всего предохранителя.

Основными элементами предохранителя являются: корпус, плавкая вставка (плавкий элемент), контактная часть, дугогасительное устройство и дугогасительная среда. Предохранители изготавливаются на напряжение переменного тока 36, 220, 380, 660 В и постоянного 24, 110, 220, 440 В.

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки, т. е. током, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы. В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому сам предохранитель характеризуется номинальным током предохранителя (основания), который равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя.

Предохранители до 1 кВ изготавливаются на номинальные токи до 1000 А.

В номинальном режиме теплота, выделяемая током нагрузки в плавкой вставке, передается в окружающую среду и температура всех частей предохранителя не превышает допустимую. При перегрузках или КЗ температура вставки увеличивается и она расплавляется. Чем больше протекающий ток, тем меньше время плавления. Эта зависимость называется защитной (временнотокковой) характеристикой предохранителя.

Предохранители не должны отключать электрическую цепь при протекании условного тока неплавления и должны отключать цепь при протекании условного тока плавления в течении определенного времени, зависящего от номинального тока (ГОСТ 17242-79Е). Например, при номинальных токах 10–25 А плавкая вставка не должна расплавляться в течение 1 часа при токах 130 % номинального и должна расплавляться в течение того же времени при токах 170 % номинального.

Чтобы уменьшить время срабатывания предохранителя, применяются плавкие вставки из разного материала, специальной формы, а также используется металлургический эффект.

Наиболее распространенными материалами плавких вставок являются медь, цинк, алюминий, свинец и серебро. При больших номинальных токах плавкая вставка выполняется из параллельных проволок или тонких медных полос.

Для ускорения плавления вставок из меди и серебра используется металлургический эффект – явление растворения тугоплавких металлов в расплавленных, менее тугоплавких. Если, например, на медную проволоку диаметром 0,25 мм напаять шарик из оловянно-свинцового сплава с температурой плавления 182 °С, то при температуре проволоки 650 °С она расплавится в течение 4 мин, а при 350 °С – в течении 40 мин. Та же проволока без растворителя плавится при температуре не менее 1000 °С. Обычно для создания металлургического эффекта на медных и серебряные вставках применяют чистое олово, обладающее более стабильными свойствами. В нормальном режиме работы шарик практически не влияет на температуру вставки.

Ускорение плавления вставки достигается также применением плавкой вставки специальной формы. При токах $KЗ$ узкие участки нагреваются настолько быстро, что отвод теплоты практически не происходит.

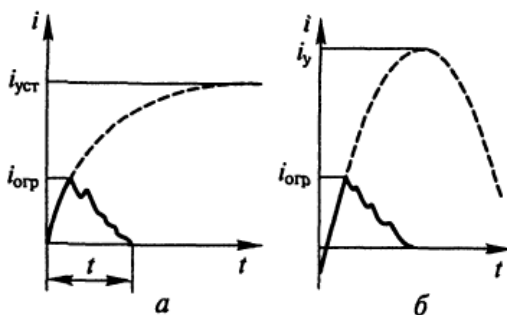


Рис. 55. Токоограничивающий эффект плавких предохранителей:
а – при постоянном токе; б – при переменном токе

Вставка перегорает одновременно в нескольких суженых местах, прежде чем ток $KЗ$ достигает своего установившегося значения в цепи постоянного тока или ударного тока в цепи переменного тока (рис. 55). Ток $KЗ$ при этом ограничивается до значения (в 2–5 раз). Такое явление называется токоограничивающим действием предохранителя. Электродинамические силы в цепи, защищенной таким предохранителем, настолько уменьшается, что в некоторых случаях токоведущие части и аппараты не требуют проверки по электродинамической стойкости [12].

Гашение электрической дуги, возникающей после перегорания плавкой вставки, должно осуществляться в возможно короткое время. Время гашения дуги зависит от конструкции предохранителя.

Наибольший ток, который плавкий предохранитель может отключить без каких-либо повреждений или деформаций, называется предельным током отключения.

Предохранители получили широкое применение в промышленных электроустановках, на электростанциях, подстанциях, в быту и имеют различную конструкцию. Рассмотрим конструкцию предохранителей, получивших наиболее широкое применение в электрических установках.

Предохранители насыпные типа ПН-2 (рис. 56) широко применяются для защиты силовых цепей до 500 В переменного и 440 В постоянного тока и выполняются на номинальные токи 100–600 А.

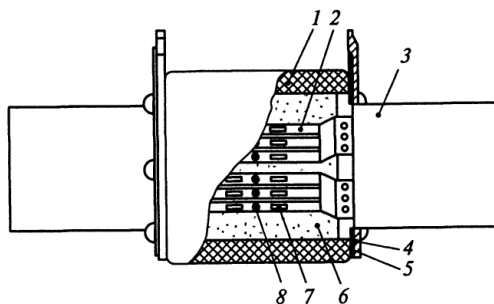


Рис. 56. Предохранитель типа ПН-2:

- 1 – фарфоровая трубка; 2 – плавкая вставка; 3 – контактный нож;
4 – крышка; 5 – уплотняющая прокладка; 6 – кварцевый песок;
7 – прорезь; 8 – шарики олова

Фарфоровая, квадратная снаружи и круглая внутри, трубка 1 имеет четыре резьбовых отверстия для винтов, с помощью которых крышка 4 крепится с уплотняющей прокладкой 5.

Плавкая вставка 2 приварена электроконтактной точечной сваркой к шайбам врубных контактных ножей 3. Крышки с асбестовыми прокладками геометрически закрывают трубку. Трубка заполнена сухим кварцевым песком 6. Плавка вставка выполне-

на из одной или нескольких медных ленточек толщиной 0,15–0,35 мм и шириной до 4 мм. На вставке сделаны прорези 7, уменьшающие сечение вставки в 2 раза. Для снижения температуры плавления вставки используются металлургический эффект – на полоски меди напаяны шарики олова 8. Температура плавления в данном случае не превышает 475 °С. Дуга возникает в нескольких параллельных каналах (в соответствии с числом вставок); это обеспечивает наибольшее количество паров металла в канале между зернами кварца и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели. Насыпные предохранители обладают токоограничивающим свойством.

Для уменьшения возникающих перенапряжений плавкая вставка имеет по длине прорези, причем их количество зависит от номинальных напряжений предохранителей (за счет 100–150 В на участок между прорезями). Так как вставка сгорает в узких местах, то длинная дуга оказывается разделенной на ряд коротких дуг, суммарное напряжение которых не превышает суммы катодных и анодных падений напряжения. Наполнителем в предохранителях *ПН* является чистый кварцевый песок (99 % SiO_2), вместо кварца может быть применен мел (CaCO_3), иногда его смешивают с асбестовым волокном. При гашении дуги мел разлагается с выделением углекислого газа CO_2 и CaO – тугоплавкого материала. Реакция происходит с поглощением энергии, что способствует гашению дуги. Иногда применяют для засыпки гипс (CaSO_4) и борную кислоту.

В насыпных предохранителях вместо фарфоровых трубок могут применяться трубки из стеклоткани, пропитанной термостойкими лаками, из стеатита или литые из пластмасс или изоляционных смол.

Предохранители *НПН* подобны *ПН*, но имеют неразборный патрон без контактных ножей и рассчитываются на токи до 60 А. Предельный отключаемый ток в предохранителях ПН-2 достигает 50 кВ.

Предохранители серии ПП-31 с алюминиевыми вставками на номинальные токи 63–1000 А (предельный ток отключения до 100 кА при напряжении 660 В) разработаны взамен предохранителей серии ПН-2.

Предохранители серии ПП-17 изготавливаются на токи 500–1000 А, напряжение переменного тока 380 В и постоянного тока 220 В. Предельная отключающая способность составляет 100–120 кА. Предохранитель состоит из плавкого элемента, помещенного в керамический корпус, заполненный кварцевым песком, указателя срабатывания и свободного контакта. При расплавлении плавкого элемента предохранителя перегорает плавкий элемент указателя срабатывания, освобождая взведенный при сборке указателя боек, который переключает свободный контакт. Последний замыкает цепь сигнализации положения предохранителя.

Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов ПП-41, ПП-57, ПП-59, ПП-71 выполняются с плавкими вставками из серебряной фольги в закрытых патронах с засыпкой кварцевым песком. Они рассчитаны на уставку в цепях переменного тока напряжением 380–1250 В и постоянного тока 230–1050 В; номинальные токи 100–2000 А, предельные токи отключения до 200 кА. Эти предохранители обладают заметным токоограничивающим действием.

Выбор предохранителей производится:

- по напряжению ;
- току предохранителя (основания)
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в номинальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и $KЗ$ цепь отключалась быстрее. При этом соблюдаются условия избирательной защиты.

Предохранители выбранные по номинальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Предохранители так же проверяются на соответствующее времятоковых характеристик токоограничения заданным условиям защищаемой цепи.

3.13.3. Автоматические выключатели

Автоматический выключатель (автомат) – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отклю-

чения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6–10 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Автоматические выключатели изготавливаются для цепей переменного и постоянного тока одно-, двух-, трех- и четырех-полюсными.

Автоматические выключатели имеют реле прямого действия, называемое расцепителями, которые обеспечивают отключение при перегрузках, токах КЗ, снижении напряжения. Отключение может происходить без выдержки времени отключения $t_{o.c}$ (промежуток от момента, когда контролируемый параметр превзошел установленное для него значение, до момента начала расхождения контактов) различают нормальные выключатели ($t_{c.o} = 0,02–1$ с), выключатели с выдержкой времени (селективные) и быстродействующие выключатели ($t_{c.o} < 0,005$ с).

Нормальные и селективные автоматические выключатели токоограничивающим действием не обладают. Быстродействующие выключатели с разными выдержками: наименьшей у потребителя и ступенчатого возвращающей к источнику питания.

Автоматические выключатели изготавливают с ручным и двигательным приводом, в стационарном или выдвижном исполнении.

Выключатель рассчитан на коммутацию предельно отключаемых иключаемых токов в цикле операций О-П-ВО-П-ВО при номинальном напряжении. Здесь О – отключение, П – пауза (≤ 180 с), ВО – включение, отключение. Основные элементы автоматического выключателя и их взаимодействие рассмотрим по принципиальной схеме (рис. 56).

Контактная система выключателей на большие токи – двух-ступенчатая, состоит из главных 1/1,5 и дугогасительных контактов 7. Главные контакты должны иметь малое переходное сопротивление, так как по ним проходит основной ток. Обычно это массивные медные контакты с серебряными накладками на неподвижных контактах. Дугогасительные контакты замыкают и размыкают цепь, поэтому они должны быть устойчивы к возникающей дуге, поверхность этих контактов металлокерамическая. При номинальных токах 630 А контактная система одноступенчатая, т.е. контакты выполняют роль главных и дугогасительных.

На рис. 57 выключатель показан в процессе отключения. Чтобы его выключить, вращают рукоятку 2 или подают напряжение на электромагнитный привод 1 (YA). Возникающее усилие перемещает рычаги 3 вправо, при этом поворачивается несущая деталь 13, замыкаются дугогасительные контакты 7 и создается цепь тока через эти контакты и гибкую связь 12, а затем главные контакты 5, 11. После завершения операции выключатель удерживается во включенном положении защелкой 14 с зубцами 15 и пружиной 16. Отключают выключатель рукояткой 2, приводом 1 или автоматически при срабатывании расцепителей. Максимальный расцепитель 17 срабатывает при протекании по его обмотке YAT1 тока K3. Создается усилие, преодолевающее напряжение P пружины 16, рычаги 3 переходят вверх на мертвую точку, в результате чего автоматический выключатель отключается под действием отключающей пружины 4. Этот же расцепитель выполняет функции независимого расцепителя. Если на нижнюю обмотку YAT2 подать напряжение кнопкой SB, он срабатывает и осуществляет дистанционное отключение. При снижении или исчезновении напряжения срабатывает минимальный расцепитель 18 и также отключается автоматический выключатель. При отключении сначала размыкаются главные контакты, и весь ток переходит на дугогасительные контакты. На главных контактах дуга не образуется. Дугогасительные контакты 7 размыкаются, когда главные находятся на достаточном расстоянии. Между дугогасительными контактами образуется дуга, которая выдувается вверх в дугогасительную камеру 8, где и гасится. Дугогасительные камеры выполняются со стальными пластинами (эффект деления длинной дуги на короткие) и лабиринтнощелевыми (эффект гашения дуги в узкой щели). Втягивания дуги в камеру осуществляется магнитным дутьем. Материал камеры должен обладать высокой дугостойкостью. При протекании тока K3 через включенный автоматический выключатель между контактами возникают значительные электродинамические силы, превышающие силы контактных пружин 6 и 10, которые могут оторвать один контакт от другого, а образовавшаяся дуга может сварить их. Чтобы избежать самопроизвольного отключения, применяют электродинамические компенсаторы в виде шин 9, изогнутых петель. Токи в шинках 9 имеют разное направление, что создает электродинамическую силу, увеличивающую нажатие в контактах.

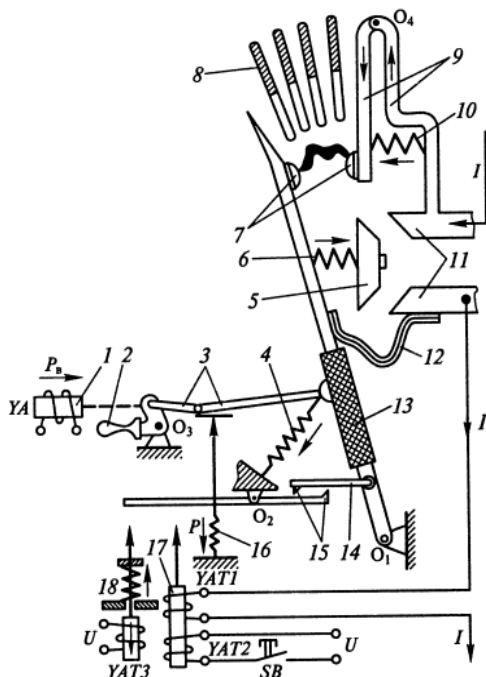


Рис. 57. Принципиальная схема автоматического выключателя:
 1 – электромагнитный привод; 2 – рукоятка ручного включения;
 3 – рычаги механизма свободного расцепления; 4 – отключающая пружина; 5 – главный подвижной контакт; 6 – пружина;
 7 – дугогасительные контакты; 8 – дугогасительная камера;
 9 – электродинамический компенсатор в виде шинок; 10 – пружина;
 11 – главные неподвижные контакты; 12 – гибкая связь; 13 – несущая деталь; 14 – удерживающая защелка зубцами 15 и пружиной 16;
 17 – максимальный расцепитель; 18 – минимальный расцепитель

Рычаги 3 выполняют роль механизма свободного расцепления, который обеспечивает отклонение автоматического выключателя в любой момент времени, в т. ч. при необходимости и в процессе включения. Если выключатель включается на существующие КЗ, то максимальный расцепитель 17 срабатывает и переводит рычаги 3 вверх за мертвую точку, нарушая связь привода 1 (или 2) с подвижной системой автоматического выключателя, который отключается пружиной 4, несмотря на то,

что приводом будет передаваться усилие на включение. В реальных автоматических выключателях механизм свободного расцепления имеет более сложное устройство.

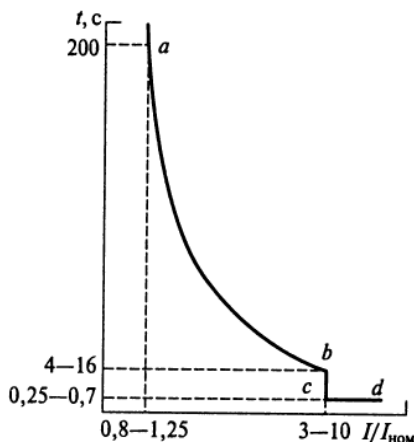


Рис. 58. Защитная характеристика автоматического выключателя

Защитная характеристика автоматического выключателя приведена на рис. 58. Максимальные расцепители электромагнитного типа имеют обратную зависимость от тока выдержку времени и при перегрузках (участок ab) и независимую выдержку времени при токах $KЗ$ (отсечка). Уставка по току регулируется в зоне перегрузки и в зоне $KЗ$ (отсечка). Время срабатывания регулируется при $I_{ном}$, при $(3-10)I_{ном}$ и при токе $KЗ$. В автоматических выключателях с электромагнитными расцепителями выдержка времени в независимой от тока части характеристики достигается за счет часового анкерного механизма, в зависимой — от силы притяжения якоря электромагнита к сердечнику.

Автоматизированные выключатели с биметаллическими расцепителями обеспечивают обратную зависимость характеристики при перегрузках. Для защиты от $KЗ$ в таких выключателях используются электромагнитные расцепители мгновенного действия.

В современных выключателях применяют полупроводниковые расцепители, которые обеспечивают более высокую точность срабатывания по току и времени. Структурная схема такого расцепителя показана на рис. 59.

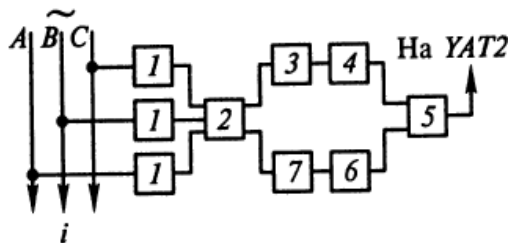


Рис. 59. Структурная схема полупроводникового расцепителя показана

Блок 1 измеряет ток защищаемой цепи. В сети переменного тока в качестве блоков 1 применяют трансформаторы тока, в сети постоянного тока – магнитные усилители. Блок 2 анализирует сигнал от блока 1, если этот сигнал соответствует току перегрузки, то из блока 2 поступает сигнал в блок 3, которое запускает полупроводниковое реле 4, создающее зависимость от тока выдержку времени (участок *ab* характеристики по рис. 31). При токе КЗ сигнал с блока 2 достаточен для запуска блока 7, который является токовой отсечкой. Блок 6 создает выдержку времени в независимой части характеристики (участок *cd* на рис. 58). Блок 5 усиливает сигналы от блоков 4 и 6 и подает импульс на отключающую катушку автоматического выключателя YAT2 (см. рис. 57).

На электростанциях, подстанциях, на промышленных предприятиях и в быту применяются автоматические выключатели различных конструкций. Ниже рассмотрены характеристики автоматов, которые получили наиболее широкое применение на электростанциях и подстанциях.

Автоматические выключатели серии АЗ700 на токи 160–630 А и напряжение переменного тока 660 В, постоянного до 440 В выпускаются в пластмассовом корпусе с изолирующими перегородками между полюсами в двух исполнениях: АЗ700Б – токоограничивающие с электромагнитными расцепителями мгновенного действия и полупроводниковыми расцепителями; АЗ700С – селективные с полупроводниковыми расцепителями с регулируемой выдержкой времени. Пределы регулирования: ток срабатывания при перегрузках достигает при КЗ–; время срабатывания при составляет 4–16 с, при Кз – 0,1–0,4 с.

Автоматические выключатели серии АЗ700 имеют одну пару контактов на полюс с металлокерамическими накладками. Включение и отключение может производиться вручную или электромеханическим приводом в виде отдельного блока, устанавливаемого над крышкой выключателя.

Автоматическое выключение при КЗ производится расцепителями мгновенного действия, при перегрузках срабатывает полупроводниковый блок, воздействующий на независимый расцепитель. Возникающая дуга гасится в камере со стальными пластинами. Предельный ток отключения 60–110 кА.

Автоматический выключатель АЗ700 изготавливается в стационарном и выдвижном исполнении и широко применяется в комплектных распределительных устройствах до 1 кВ.

Выключатели автоматические серии ВА. Применяются в электрических установках с напряжением до 660 В переменного тока 50 и 60 Гц и до 400 В постоянного тока и рассчитаны на номинальные токи от 250 до 4000 А. Серия этих выключателей предназначена для проведения тока при перегрузках, КЗ и снижении напряжения. Возможны оперативные включения и отключения цепи до 6 раз в сутки. Допускается использование выключателей ВА для прямых пусков и защиты асинхронных двигателей. В этой серии возможны исполнения максимальных расцепителей электромагнитных, полупроводниковых, с выдержкой и без выдержки времени. Автоматы могут быть стационарными и выкатного типа. Подробнее сведения содержатся в каталогах и справочниках.

Автоматический выключатель серии «Электрон» (Э) изготавливается для цепей переменного тока до 440 В, на номинальные токи 1000–6300 А и токи отключения до 65–115 кА. Выключатели этой серии снабжены электродвигательным или электромагнитным приводом, который обеспечивает дистанционное включение. Отключение может осуществляться кнопкой ручного отключения, независимым расцепителем и максимальной токовой защитой, выполненной на полупроводниковых блоках (см. рис. 59). Пределы регулирования токов и времени срабатывания для выключателей этой серии показаны на рис. 58.

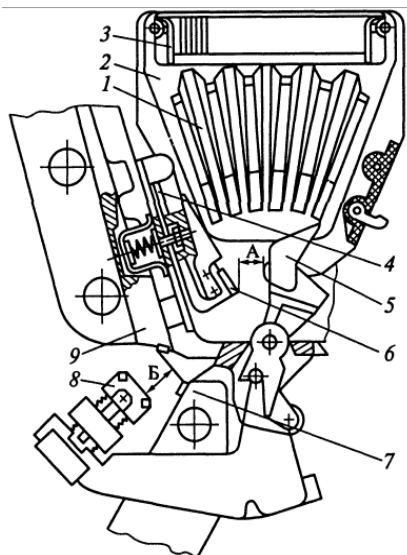


Рис. 60. Контактная группа и дугогасительное устройство автоматических выключателей Э16, Э25, Э40:
1 – стальные пластины; 2 – корпус; 3 – пламегасительная решетка;
4 – динамический компенсатор; 5, 6 – дугогасительные контакты;
7, 9 – рабочие неподвижные контакты;
8 – подвижный рабочий контакт

Выключение Э06 на ток до 1000 А имеют одноступенчатую контактную систему, состоящую из параллельно включаемой пары контактов. Выключатели Э16, Э25, Э40 на токи от 1600 до 6300 А (рис. 60) имеют рабочие неподвижные контакты 5 и 6 с накладками, подвижные рабочий контакт 8 и дугогасительные контакты 5 и 6 с накладками из металлокерамики. Дугогасительный контакт 6 выполнен с петлеобразным динамическим компенсатором 4. Дугогасительное устройство состоит из изоляционного корпуса 2, в котором размещены стальные пластины 1 и пламегасительная решетка 3. Автоматические выключатели серии Э изготавливают для стационарной установки или выдвижными. Выдвижные выключатели дополнительно снабжают втычными контактами на выводах главной цепи, рычагами для механической блокировки, колесами для передвижения по рель-

сам каркаса. Они могут иметь рабочее положение – главная и вспомогательная цепи замкнуты; контрольные – главная цепь разомкнута, а вспомогательная – замкнута; ремонтное – главная и вспомогательная цепи разомкнуты. Специальная механическая блокировка препятствует вкатыванию и выкатыванию выключателя при включенном положении.

Автоматические выключатели серии АВМ выпускают на номинальные токи до 2000 А и напряжения 500 В переменного и 440 В постоянного тока. Выключатели имеют две пары контактов на полюс – главные и дугогасительные. Гашение дуги происходит в камере со стальными пластинами.

Выключатели АВМ имеют максимальные расцепители с обратной зависимой выдержкой времени при перегрузках. При токах $KЗ$ максимальный расцепитель срабатывает с установленной выдержкой времени 0,25; 0,4; 0,6 с за счет специального механического замедлителя расцепителя.

Привод может быть ручным, рычажным или электродинамическим. Выключатели АВМ изготавливают для стационарной установки или выдвижными для комплексных распределительных устройств. Кроме автоматических выключателей рассмотренных серий для защиты электрических цепей от перегрузок и $KЗ$ применяются выключатели АЕ-1000, АЕ-20, АК-63, АП-50, АС-25 и др.

Автоматы гашения поля (АГП) относятся к особой группе (рис. 61). Как было показано в подразделе 2.1, они предназначены для отключения тока в обмотке возбуждения генераторов. Автомат имеет главные контакты, расположенные открыто (на рисунке не показаны), и дугогасительные контакты 5, 6 в камере гашения дуги. Во включенном положении АГП удерживается защелкой. При отключении контакты 5 отходят вниз и возникают дуги между контактами 5 и 6, которые силой магнитного поля, созданного катушками 7, сердечниками 8 и стальными полюсами 9, выдуваются вверх. Образуется одна длинная дуга. Она загоняется в кольцевую дугогасительную камеру, где разбивается между медными пластинами 3 на короткие дуги. Одновременно в цепь включаются катушки 1, создающие радиальное магнитное поле, которое замыкается со стального сердечника 4 на стальной наружный кожух 2. В результате взаимодействия с магнитным полем короткие дуги

получают круговое вращательное движение (см. рис. 61, в) с большой скоростью и поэтому не плавят пластины. Вся энергия, выделяющаяся в дуге, распределяется по поверхности пластин и погашается ими. Температура пластин при этом не должна превышать 200°C , исходя из чего и выбираются размеры пластин. Параллельно пластинам включены секции шунтирующих сопротивлений (на рис. 61 не показаны).

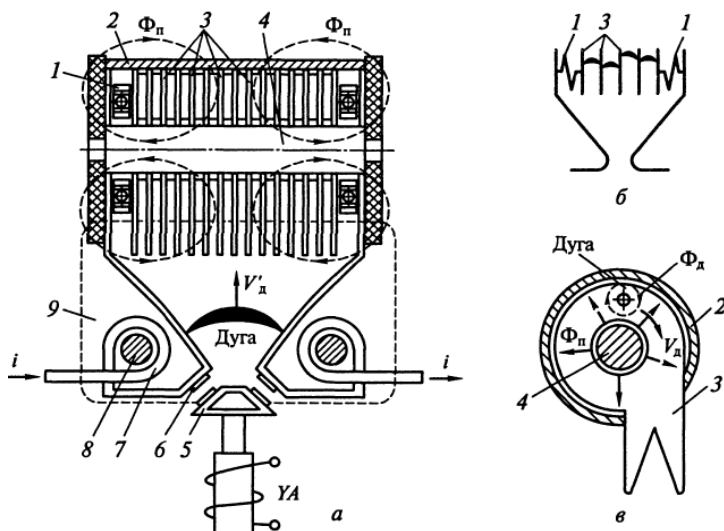


Рис. 61. Автомат гашения поля (АГП):

а – конструктивная схема; б – схема включения катушек; в – разрез по дугогасительной решетке; 1 – катушки радиального магнитного поля; 2 – наружный стальной кожух дугогасительной камеры; 3 – медные пластины; 4 – стальной сердечник; 5 – подвижный контакт; 6 – неподвижные контакты; 7 – катушка магнитного дутья; 8 – сердечник катушки 7; 9 – стальные полюса

В этом случае дуга на решетке гаснет не сразу, а по секциям, скачками, приближаясь к нулю. Первой гаснет дуга в секции, шунтированной меньшим сопротивлением. Постепенный спад тока уменьшает возникающее при разрыве цепи постоянного тока перенапряжения. Собственное время отключения АГП не более $0,15\text{ с}$, а полное время гашения поля зависит от параметров генераторов.

Выбор автоматических выключателей производится:

- по напряжению установки: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- роду тока и его величине: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч.}}$;

$$k_{\text{пл}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч.}}$$

- конструктивному исполнению;
- коммутационной способности $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{кр}} \approx I_{\text{н0.н0}}$,

где $I_{\text{откл.ном}}$ – ток предельной коммутационной способности автомата; $I_{\text{кр}}$ – ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчете отсутствует, то принимают $I_{\text{кр}} \approx I_{\text{н0.н0}}$);

- включаемому току $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{уд}}$, где $I_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ; $I_{\text{вкл}}$ – амплитудное значение номинального тока включения;

- термической стойкости $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$, где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают $I_{\text{тер}} = I_{\text{откл.ном}}$); $t_{\text{тер}}$ – время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

- постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{\text{аном}} \geq T_{\text{з}}$$

где $T_{\text{аном}}$ – значение по каталогу (0,005–0,015с),

$$T_{\text{з}} = \frac{X_{\text{рез}}}{\omega U_{\text{рез}}} \text{ определяется в расчете токов КЗ.}$$

3.13.4. Контактторы и пускатели

Контактор – это двухпозиционный коммутационный аппарат с самовозвратом, предназначенный для частых коммутаций токов, не превышающих токи перегрузки, и приводимый в действие приводом.

Контакторы изготавливаются на токи 4–4000А, на напряжение 220, 440, 750 В постоянного и 380, 660 (1140) В переменного тока и допускают 600–1500 включений в час. Некоторые специальные серии контакторов допускают до 14000 включений в час. Контактторы могут быть одно-пятиполусными.

Электромагнитные контакторы нашли широкое применение в электроустановках.

Включение контактной системы в них осуществляется электромагнитом. В зависимости от режима работы контакторы различаются по категориям применения: на переменном токе АС-1, АС-2, АС-3, АС-4, на постоянном токе ДС-1, ДС-2, ДС-3, ДС-4, ДС-5 (ГОСТ 11206-77Е). Контактторы категории АС-1 рассчитываются на применение в цепях электропечей сопротивления и коммутируют только номинальный ток. Контактторы категории АС-2 рассчитываются на пуск электродвигателей с фазным ротором и ток $2,5 I_{ном}$. Контактторы категории АС-3 рассчитывают на пуск электродвигателей с коротко замкнутым ротором и на отключение вращающихся электродвигателей с короткозамкнутым ротором и на отключение вращающихся электродвигателей и коммутируют ток $(6 - 10) I_{ном}$. Контактторы категории АС-4 рассчитываются на пуск электродвигателей с короткозамкнутым ротором и на отключение неподвижных или медленно вращающихся электродвигателей, они коммутируют токи $(6 - 10) I_{ном}$.

Контакторы постоянного тока в зависимости от категории рассчитаны на коммутацию токов от $I_{ном}$ до $10 I_{ном}$.

Контакторы могут быть рассчитаны на работу в прерывисто-продолжительном, продолжительном, повторно-кратковременном или кратковременном режимах.

Контакторы не имеют устройств, реагирующих на перегрузки или КЗ. Эту функцию выполняют предохранители и автоматические выключатели, включающиеся последовательно с контактором и защищающие цепь от перегрузок и КЗ. Электродинамическая и термическая стойкость контактов не нормируется.

В отличие от автоматических выключателей контакторы не имеют механических устройств, запирающих контактор в положении «включено». Во включенном положении контактор удерживается электромагнитом.

Основными элементами контакторов являются: главные контакты, дугогасительное устройство, электромагнитная система и вспомогательные контакты.

На рис. 62, а показана схема управления однополюсным контактором. Главные контакты контактора КМ включены в

цепь двигателя M , а катушка – в цепь управления последовательно с кнопками управления $SB1$, $SB2$ и вспомогательными контактами SQ .

На конструктивной схеме (рис. 62, б) контактор изображен в момент отключения, когда напряжение с катушки 15, установленной на сердечнике 14, снято и подвижная система под действием пружины 11 пришла в нормальное положение. Дуга, возникшая между контактами 2 и 7, гасится в камере 5 с изоляционными перегородками 4. Втягивание дуги в камеру происходит за счет магнитного поля, созданного магнитной системой, состоящей из катушки 16, включенной последовательно в главную цепь, стального сердечника 1 и полюсных наконечников 17. На выходе из камеры установлена пламегасительная решетка 3, препятствующая выходу ионизированных газов за пределы камеры.

Для включения контактора подается напряжение на зажимы катушки 13 путем нажатия кнопки $SB1$. В катушке создается магнитный поток, притягивающий якорь 10 к сердечнику. На якоре укреплен подвижный контакт 7, который после соприкосновения с неподвижным контактом 2 скользит по его поверхности, разрушая пленку оксидов на поверхности контактов. Нажатие в контактах создается пружиной 8. Контактные накладки 6 из серебра обеспечивают минимальное переходное сопротивление. В некоторых случаях накладки выполняются из дугостойкой металлокерамики. Контактор удерживается во включенном положении своей катушкой. После включения контактора замыкаются вспомогательные контакты 12 (SQ), шунтирующие кнопку $SB1$, поэтому размыкание пусковой кнопки не разрывает цепь катушки 15 (KM).

На якоре 10 предусмотрена немагнитная прокладка из латуни 9, которая уменьшает силу притяжения, обусловленную остаточной индукцией в сердечнике. Таким образом, при снятии напряжения с катушки 15 якорь не «залипает». При значительном снижении напряжения в цепи управления, а также при его исчезновении контактор автоматический отключается.

Для отключения контактора достаточно нажать кнопку $SB2$, которая разомкнет цепь питания катушки 15.

Цепь управления контактором может получать питание от первичной цепи. Защита электродвигателя в рассмотренной схеме осуществляется автоматическим выключателем QF .

К электромагнитным контакторам общепромышленных серий относятся следующие типы: переменного тока КТ, КТП, КТВ; постоянного тока КП, КПВ, КПД; постоянного и переменного тока КМ, РПК, КН.

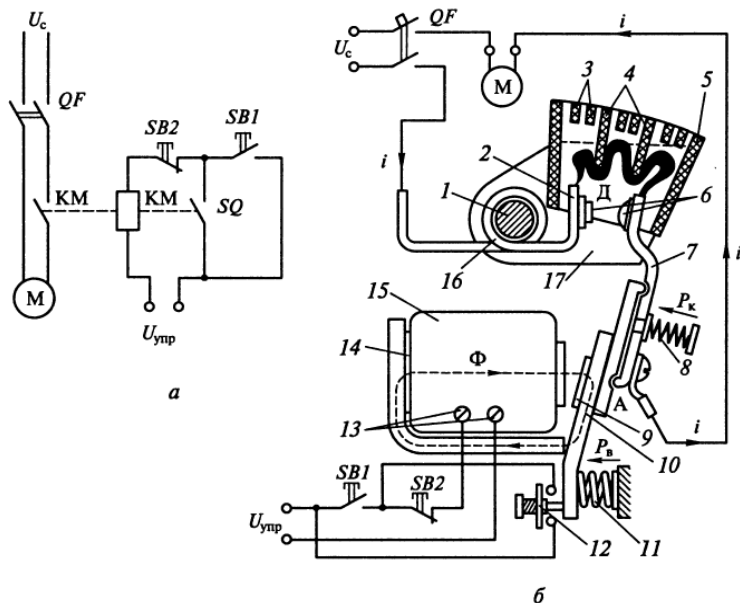


Рис. 62. Электромагнитный контактор:

а – электрическая однополюсная контактора; *б* – условная конструктивная схема: 1 – стальной сердечник; 2 – неподвижный контакт; 3 – пламегасительная решетка; 4 – изоляционные перегородки; 5 – дугогасительная камера; 6 – накладки контактные; 7 – подвижный контакт; 8 – пружина; 9 – латунная прокладка; 10 – ярмо; 11 – пружина; 12 – вспомогательные контакты; 13 – зажимы катушки 15; 14 – сердечник; 16 – катушка; 17 – полюсный наконечник.

В установленных напряжением более 660В применяются контакторы вакуумные КВТ, ВБТ, выключатели автоматические быстродействующие (ВАБ), описание которых приводится в справочниках и каталогах.

Пускатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для пуска, останова и защиты электродвигателей.

Магнитные пускатели состоят из электромагнитного контактора, встроенных тепловых реле и вспомогательных контактов. Наиболее распространенными сериями являются ПМБ, ПМА, ПА. Пускатели могут быть реверсивными и нереверсивными, в открытом, защищенном и пылебрызгонепроницаемом исполнении, с тепловыми реле и без них. Магнитные пускатели применяются для управления электродвигателями переменного тока напряжением до 660 В, мощностью до 75 кВт.

Электрическая и конструктивная схема магнитного пускателя серии ПАЕ показана на рис. 63. При нажатии кнопки SB1 подается питание в катушку контактора КМ (5) через размыкающиеся контакты тепловых реле KST1, KST2, кнопку SB2. Якорь электромагнита 6 притягивается к сердечнику 4, вращаясь вокруг оси O_1 . При этом неподвижные контакты 2 замыкаются подвижным контактным мостиком 8. Нажатие в контактах обеспечивается пружиной 9. Одновременно замыкаются вспомогательные контакты SQ 9 (см. рис. 63, а), которые шунтируют кнопку SB1. При перегрузке электродвигателя срабатывают оба или одно тепловое реле 11, цепь катушки размыкается контактами KST1 и KST2. При этом якорь 6 больше не удерживается сердечником и под действием собственной массы и пружины 7 подвижная система переходит в отключенное положение, размыкая контакты. Двухкратный разрыв в каждой фазе и закрытая камера 10 обеспечивают гашение дуги без специальных устройств. Точно так же происходит отключение пускателя при нажатии кнопки SB2.

Амортизирующая пружина 3 предохраняет подвижную часть от резких ударов при включении. Все детали пускателя крепятся на металлическом основании 1.

Для защиты электродвигателя от КЗ в цепь включены предохранители F.

Выбор контакторов и магнитных пускателей производится:

- по напряжению установки;
- роду и значению тока;
- мощности подключаемых электродвигателей;
- категории применения.

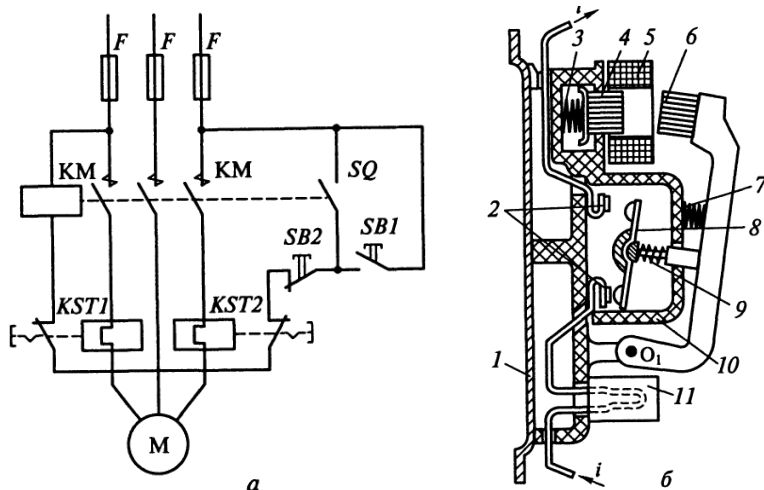


Рис. 63. Магнитный пускатель

а – электрическая схема; *б* – конструктивная схема:

- 1* – металлическое основание; *2* – неподвижные контакты;
- 3* – амортизирующая пружина; *4* – сердечник; *5* – катушка;
- 6* – якорь электромагнита; *7* – отключающая пружина;
- 8* – контактный мостик; *9* – пружина;
- 10* – камера; *11* – тепловое реле

3.13.5. Бесконтактные коммутационные устройства

Взамен традиционных коммутационных аппаратов, имеющих контакты и устройства для гашения дуги, возникающей при отключении токов, в настоящее время применяются бесконтактные аппараты, основанные на свойствах полупроводников.

В силовых цепях для отключения тока применяют устройства на основе тиристоров. Тиристор – управляемый полупроводниковый прибор, состоящий из четырехслойного кристалла кремния со структурой *p-n-p-n*. Внешние выводы от крайних слоев служат катодом и анодом, а вывод от одной внутренней базовой области – управляющим электродом. Если на управляющий электрод ток не подается, то тиристор заперт (в определенных пределах воздействующих напряжении). Если на управ-

ляющий электрод подан ток, то тиристор, находящийся под анодным напряжением, переходит в состояние проводимости.

Цепь остается включенной в течение всего времени, пока подаются управляющие импульсы. При их снятии запирающие тиристоры происходит автоматический после прохождения переменного тока в силовой цепи через нуль. Следовательно, время отключения составляет полпериода, т.е. 0,01 с, что в 10–20 раз меньше, чем у традиционных выключателей.

В запертом состоянии тиристор выдерживает определенное напряжение («обратное напряжение»). Гальваническая связь отключенных частей цепи сохраняется вследствие несовершенства полупроводникового контакта, т.е. в цепи протекает ток утечки. Этот недостаток устраняют, включая последовательно в цепь контактный аппарат, который отключает цепь в обесточенном состоянии.

Особенностью тиристорных является повышенное падение напряжения на полупроводниковом контакте, что приводит к значительному выделению мощности и, следовательно, нагреву контакта. Полупроводниковые приборы требуют интенсивного охлаждения воздушного и водяного.

В качестве блока управления, создающего управляющие импульсы, строго синхронные с действующими переменным напряжением, могут применяться схемы с магнитными усилителями или модуляторами импульсов.

На этих свойствах тиристора основано устройство однофазного силового ключа для коммутации переменного тока. Тиристоры $VS1$, $VS2$ включены встречно-параллельно. Если на управляющие электроды подаются маломощные импульсы, синхронные с анодным напряжением, то тиристор $VS1$ проводит ток первую половину периода, а $VS2$ – вторую половину периода (рис. 64).

Импульсы управления формируются из анодных напряжений тиристоров. Если на аноде тиристора $VS1$ положительная полуволна напряженной, то при замыкании контактов $K1$ реле K через диод $VD1$ и $R2$ пройдет импульс тока управления на управляющий электрод тиристора $VS1$. В результате тиристор $VS1$ включится, анодное напряжение упадет почти до нуля, поэтому сигнал управления исчезнет, но тиристор останется в про-

водящем состоянии до перехода тока через нуль. В следующий полупериод аналогично включается тиристор V_{S2} . Пока контакты реле K будут включены, тиристоры будут автоматический поочередно включаться, обеспечивая прохождение тока от источника к нагрузке.

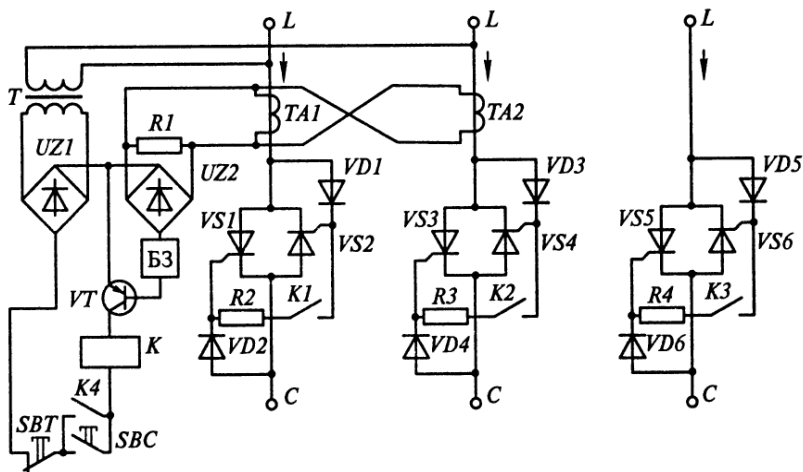


Рис. 64. Тиристорный пускатель

Тиристорные ключи являются основой схем тиристорных пускателей (см.рис. 63). Силовые тиристоры $VS1-VS6$ коммутируют ток. Контакты $K1-K3$ управляются реле K , которое включено через разделительный трансформатор T , выпрямитель $UZ1$ и транзистор VT к основной сети. При пуске нажатием кнопки SBC замыкается цепь реле K , которое включает свои контакты $K1, K2, K3$ в цепях тиристорных ключей, и силовая цепь замыкается через тиристоры $VS1-VS6$. При останове электродвигателя нажатием кнопки SBT размыкается цепь реле K , контакты $K1-K3$ размыкаются, управляющие импульсы не поступают на тиристоры и при переходе тока через нулевое значение они закрываются. Управление может осуществляться автоматически.

Трансформаторы тока $TA1$, $TA2$ подают сигнал перегрузки в блок защиты ($B3$), который, воздействуя на базу транзистора, снимает питание с реле K и тем самым отключает пускатель.

Промышленностью выпускаются тиристорные пускатели ПТ-16-380 и ПТ-40-380-У5 на 16 и 40 А, 380 В, в них применена несколько иная схема с управлением тиристорами широтно-импульсным методом.

Достоинствами бесконтактных аппаратов являются: отсутствие подвижной контактной системы; отсутствие дуги или искры; высокое быстродействие; частота срабатывания 10^5 – 10^6 в час; допустимость работы во взрывоопасных помещениях; простота управления слабыми сигналами; высокая надежность работы. В настоящее время тиристорные коммутационные устройства находят применение на АЭС, где требуется высокая надежность и большая скорость переключений в агрегатах бесперебойного питания и других цепях повышенной надежности.

Устройство ТКЕО-250/380У4 предназначено для бесконтактной многократной коммутации токов нагрузки в нормальных и аварийных режимах в установках 380В с номинальным током 250А. Устройство выполнено в виде шкафа с двухсторонним обслуживанием, в котором установлено пять унифицированных кассет. Каждая кассета содержит три силовых ключа, состоящих из двух встречно-параллельно тиристоров и модулятора управляющих импульсов. Силовой блок включается автоматически при появлении на входе напряжения 380В. При снятии управляющих импульсов происходит отключение тиристоров. В режиме КЗ цепь отключается при переходе тока через нуль, т.е. значительно раньше, чем ток КЗ достигнет недопустимых для тиристора значений. Время отключения при КЗ составляет не более 20 мс. Тиристорное устройство обеспечивает автоматическое отключение отходящих линий при перегрузках, при снижении напряжения, при перегорании предохранителей силовых блоков. Уставки токов и выдержки времени регулируются. Отключение может производиться вручную нажатием кнопки.

Устройство ТКЕО рассчитано для установки закрытых отапливаемых помещений. Охлаждение – воздушное, естественное.

Устройство ТКЕП-100/380У4 предназначено для агрегатов бесперебойного питания АЭС и служит для автоматического переключения нагрузки на резервный источник питания. Устройство выполнено в виде шкафа с двухсторонним обслуживанием, внутри которого установлены четыре унифициро-

ванные кассеты. Каждая кассета содержит силовой ключ, блок питания и синхронизации.

Э модуль импульсов переключающий. Так же как в отключающем тиристорном устройстве обеспечивается автоматическое включение при появлении напряжения на входе 380В, отключение при снятии управляющих импульсов и защита от превышения токов. Импульсы управления сфазировано с силовым напряжением сети. Устройство обеспечивает автоматический перевод питания нагрузки на резервный источник при отклонении напряжения на входе в пределах $\pm 8-12\%$ без выдержки времени. Обратный перевод питания на основной источник обеспечивается с задержкой 150–200 мс после восстановления напряжения на основном источнике.

3.14. Коммутационные аппараты выше 1кВ

3.14.1. Общие сведения

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т. к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок *допускается [13] использовать разъединители для производства следующих операций:*

отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;

зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);

нагрузочного тока до 15А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10кВ и ниже.

Разъединителями и отделителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий.

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), расстояния между полюсами, номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операции при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, т. к. ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая зависит от подведенного напряжения. Кроме того, при отключении ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с разземленной нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Если в цепи имеется разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающегося тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию.

Разъединителями играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создания видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов $KЗ$;
- исключение самопроизвольных отключений;

- чёткое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединителями по числу полюсов могут быть одно- и трехполюсными, по роду установки – для внутренних и наружных установок, по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Для внутренних установок разъединители могут быть однополюсными (РВО) или трехполюсными (РВ, РВК, РВРЗ и др.). Трехполюсные разъединители могут выполняться на общей раме или на отдельных рамах каждого полюса. Отдельные полюсы объединяются общим валом, связанным с приводом разъединителя. На токи до 1000А нож разъединителя из двух медных полос, на большие токи применяются ножи из трех-четырех полос. Так же как и шинных конструкциях, наилучшее использование материала при больших токах достигается, если неподвижные контакты будут коробчатого сечения, а ножи разъединителя – корытообразным формы.

Таблица 10

Наибольшие токи намагничивания трансформатора и зарядные токи линий, допустимые к отключению в наружных РУ разъединителями горизонтального типа

Номинальное напряжения, кВ	Расстояние между полюсами, м	Ток намагничивания, А	Зврядный ток линий, А
20 – 35	1	2,3	1,0
	2	11,0	3,5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	–
	6,0	17,0	–
220	5,0	8,0	–
	6,8	17,0	–

3.14.2. Разъединители для внутренней установки

В разъединителях рубящего типа (рис. 65) нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов, движение ножа передается от вала через фарфоровые тяги 8. Необходимое давление в контактах создается пружинами.

При прохождении токов $KЗ$ создаются электродинамические усилия в местах перехода тока с пластин ножа 1 в неподвижный контакт 3, стремящиеся оттолкнуть ножи от контакта. С другой стороны, пластины ножа притягиваются друг к другу благодаря взаимодействию токов одного направления. При больших токах $KЗ$ силы отталкивания могут оказаться больше, чем силы притяжения пластин ножа, это приведет к отбросу пластин ножа от контакта, возникновению дуги, т. е. к аварии. Чтобы избежать этого, в разъединителях предусматривается устройство магнитного замка. Он состоит из двух стальных пластин 2, расположенных снаружи ножа, которые, намагничиваясь токами $KЗ$, притягиваются друг к другу и создают дополнительное давление в контакте.

Для уменьшения отключающего и включающего усилия применяется механизм для снятия контактного давления в контакте. Для уменьшения отключающего и включающего усилия применяется механизм для снятия контактного давления. Заземляющие ножи 6 могут быть расположены со стороны шарнирного или разъёмного контакта или с обеих сторон. При трехполюсной установке они закорачиваются общей медной шиной.

Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не разрешающую включать их при включенных главных ножах. Для управления заземляющими ножами используется ручной рычажный привод, состоящий из системы рычагов, передающих движение от рукоятки к валу (ПР) или червячный привод (ПЧ). Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим приводить эти операции дистанционно.

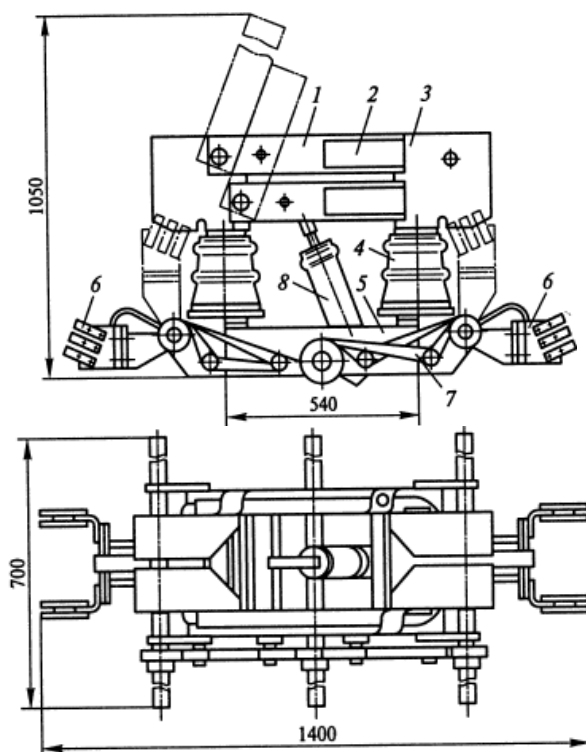


Рис. 65. Разъединитель рубящего типа для внутренней установки с двумя заземляющими ножами РВРЗ-2-20/8000 (один полюс):

- 1 – подвижные главные контакты; 2 – стальные пластины;
3 – неподвижный контакт; 4 – опорный изолятор; 5 – рама;
6 – заземляющие ножи; 7 – механическая блокировка между главными
и заземляющими ножами; 8 – фарфоровая тяга

Во включенном и отключенном положении разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное отключение или включение.

Для установки в комплектных экранированных токопроводах применяются разъединители катящиеся типа с поступательным движением ножа (РВК-20) на токи 12000, 14 А.

3.14.3. Разъединители для наружной установки

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды.

В свое время широко применялись разъединители рубящего типа. Недостатком их являются большие габариты при отключенном положении ножа. Так, разъединитель РОН(3)-500/2000 при поднятом ноже имеет высоту 9,8 м. Для уменьшения усилия, необходимого для поднятия ножа, а также уменьшения габаритов по высоте нож разъединителя желают из двух частей (РНВ-500) с вертикальным движением двух полуножей. В отключенном положении его высота составляет 8,45 м. Разъединитель имеет два заземляющих ножа, привод главных ножей – электродвигательный (ПДН), заземляющих ножей – ручной.

Разъединители горизонтально-поворотного типа выпускаются на напряжение 10–759 кВ. Широкое применение этих разъединителей объясняется значительно меньшими габаритами и более простым механизмом управления. В этих разъединителях главный нож состоит из двух частей, так же как у разъединителя РНВ, но они перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены (рис. 66). Один полюс является ведущим, к нему присоединен привод. Движение к двум другим полюсам (ведомым) передается тягами. Разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте создается пружинами. Разъемный контакт подобной конструкции (для разъединителя РНВ-500) показан на рис. 66, б.

В горизонтально-поворотных разъединителях при отключении нож как бы «ломается» на две части, поэтому значительно облегчается работа привода в случае обледенения контактов. В разъединителях рубящего типа для разрушения корки льда ножу сообщалось поступательно-вращательное движение, чем усложнялась кинематика привода.

В разъединителях 330–750 кВ предусмотрены льдозащитные кожухи, закрывающие контакты.

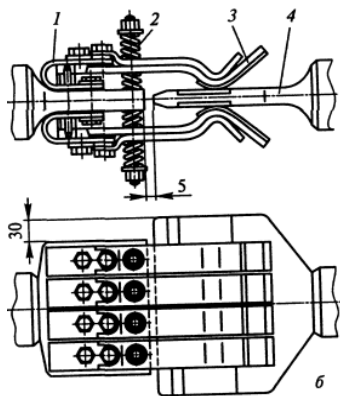
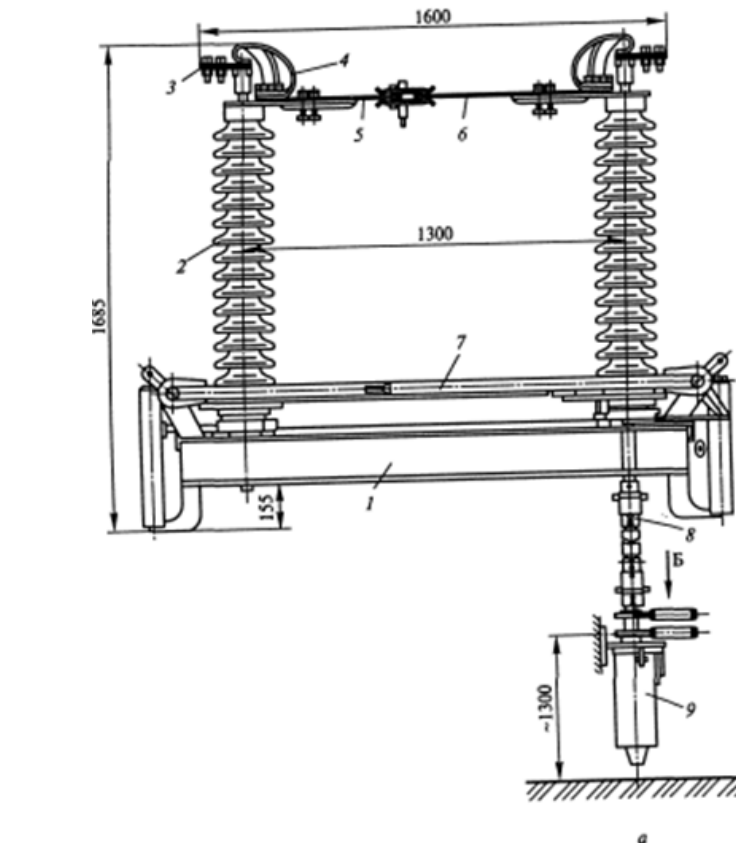


Рис. 66. Разъединитель горизонтально-поворотного типа РНДЗ-2-110:

а – включенное положение разъединителя:

1 – рама; 2 – опорный изолятор;

3 – наконечник для присоединения шин;

4 – гибкая связь;

5 – главный нож с ламелями;

6 – главный нож без ламелей;

7 – заземляющие ножи;

8 – тяга к приводу; 9 – привод;

б – разъемный контакт разъединителя РНВ-500: 1 – гибкая связь;

2 – пружина; 3 – ламель; 4 – лопатка

Более совершенную конструкцию имеют разъединители серии РГ и РГН (рис. 67) на напряжение от 35 до 220 кВ, предназначенные для замены разъединителей типа РНД. На несущей раме закрепляются неподвижная 2 и подвижная 5 колонки, на которых крепятся полунож двухполосный 3 с разъемным контактом 4 и полунож однополосный.

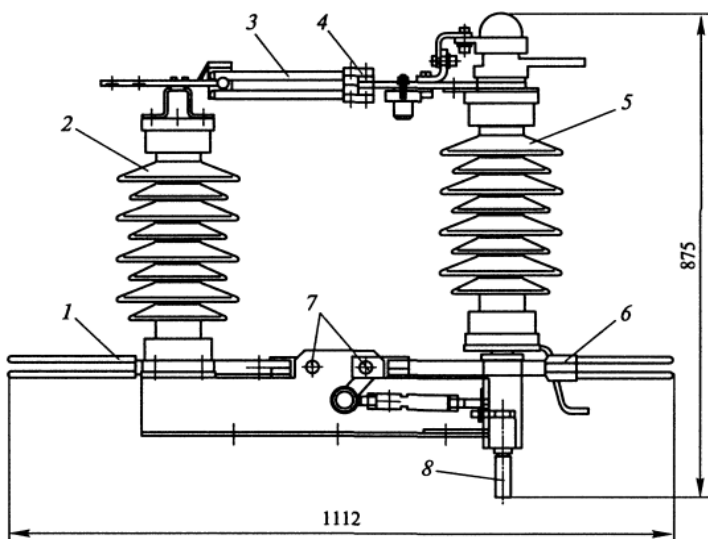


Рис. 67. Разъединитель РГ-35/2000УХЛ1:

- 1 – заземлитель; 2 – неподвижная колонка;
- 3 – полунож двухполосный; 4 – разъемный контакт;
- 5 – подвижная колонка; 6 – заземлитель;
- 7 – валы ножей заземлителей; 8 – тяга к приводу

При отключении усилие от привода передается тягой 8; колонка 5, вращаясь, передает движение полуножам, при повороте которых размыкается контакт 4. Разъединитель может иметь один или два заземлителя 1, 6 управляемых приводом через валы 7. Поверхности разъемного контакта покрыты серебром. Изоляторы выполнены из высокопрочного фарфора. Выводные контакты скользящего типа более долговечны, чем гибкие связи (в сериях РНД, РЛНД). Разъединители серии РГ работоспособны при гололеде до 20 мм.

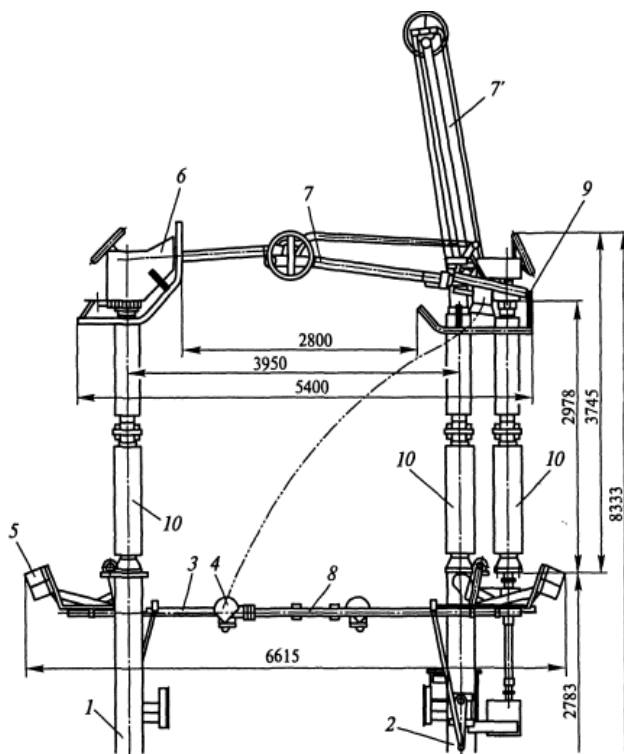


Рис. 68. Разъединитель полупантографный РПГ.2-330/3150УХЛ1:
 1, 2 – стойки; 3 – труба; 4 – кожух; 5 – противовес; 6 – неподвижный
 контакт; 7 – контактный нож во включенном положении;
 7' – контактный нож в отключенном положении; 8 – заземлитель;
 9 – контактный вывод; 10 – изолирующие колонки

В установках 330кВ и выше находят применение разъединители полупантографные с горизонтальным разъемом серии РПГ. На рис. 68 показан разъединитель во включенном положении. Контактный нож 7 состоит из двух полуножей, складывающихся в вертикальной плоскости в процессе отключения. Такое положение полуножей в отключенном положении 7 уменьшает общую высоту разъединителя. Первый полунож состоит из алюминиевой трубы, к которой привариваются вилка и шина.

Второй полунож также из алюминиевой трубы, к которой приваривается корпус скользящего контакта и контактная пластина с напайки из серебра, обеспечивающими малое переходное сопротивление в неподвижном контакте 6. Разъединители серии РПГ снабжаются двигательными приводами ПДГ-25-8 (с одним заземлителем) и ПДГ-26-8 (с двумя заземлителями).

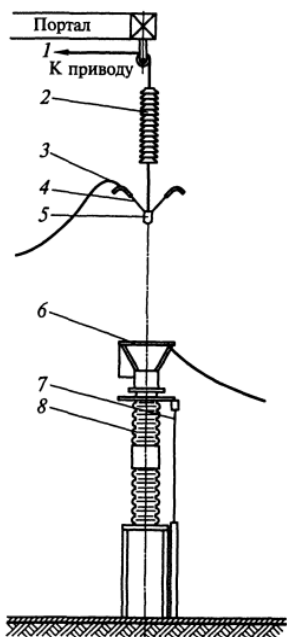


Рис. 69. Разъединитель подвесного типа (РПН):

- 1 – трос от привода;
- 2 – гирлянда изоляторов;
- 3 – контактные наконечники;
- 4 – пружинящие лапы; 5 – груз;
- 6 – неподвижный контакт в виде кольца;
- 7 – заземляющий нож;
- 8 – трансформатор тока

Подвесной разъединитель (рис. 3.56) имеет подвижную контактную систему, состоящую из груза 5, снабженного пружинящими лапами 4 и контактными наконечниками 3, к которым приварены токопроводы.

Вся эта система подвешена на гирляндах изоляторов 2 к portalу. Неподвижный контакт в виде кольца 6 может устанавливаться на шинной изоляционной опоре, а также на измерительных трансформаторах тока и напряжения. Тросовая система управления состоит из электродвигательного привода, троса, противовеса, блоков.

В отключенном положении подвижный контакт поднят. При включении разъединителя вращением барабана привода поднимается вверх противовес, а подвижные контакты под действием собственного веса опускаются вниз и наконечники 3 приводят в соприкосновение с кольцом 6 – цепь замкнута.

3.14.4. Короткозамыкателя и отделители

Короткозамыкатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической цепи.

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанции для того, чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного КЗ действием релейной защиты питающей линии. В установках 35кВ необходимо применять два полюса короткозамыкателя для создания двухфазного КЗ, в установках 110кВ и выше достаточно одного полюса.

Конструкция КЗ-35 аналогична разъединителю. Ножи, соединенные с заземленной шиной, приводятся в движение пружинным приводом при подаче импульса от релейной защиты и замыкаются на неподвижные контакты, находящиеся под напряжением. Время включения составляет 0,12–0,25с. Отключение производится вручную.

Отделители серии ОД представляет собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического отключения обесточенной цепи. Время отключения достаточно велико – 0,4–0,5 с, что является недостатком конструкции.

Отделители и короткозамыкатели открытой конструкции недостаточно надежно работают в неблагоприятных погодных условиях (мороз, гололед). В эксплуатации наблюдаются случаи их отказа в работе, поэтому применение их в настоящее время ограничено. Взамен этих конструкции разработаны отделители и короткозамыкатели с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегзом (КЭ-110, КЭ-220, ОЭ).

Достоинством закрытых короткозамыкателей и отделителей является четкая работа и малые времена включения (КЭ) и отключения (ОЭ).

Выбор разъединителей и отделителей производится:

- по напряжению;

- току;
- конструкции, роду установки;
- электродинамической стойкости;
- термической стойкости $I Z_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq W_k$;

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки.

3.14.5. Выключатели нагрузки

В сетях 6–10 кВ электроснабжения городских промышленных и сельскохозяйственных предприятий возникает необходимость отключения и включения токов нормальной нагрузки. Такая операция разъединителями не производится, т. к. они не имеют устройств для гашения возникающей дуги. Простейшим коммутационным аппаратом, позволяющим отключать и включать токи нагрузки в нормальном режиме, является автогазовый выключатель нагрузки ВНР (рис. 70, а). Выключатели нагрузки ВНР созданы на базе разъединителей рубящего типа. На опорном изоляторе с неподвижным контактом 3 укреплен простейшая дугогасительная камера 2 с газогенерирующими вкладышами 7 из органического стекла (рис. 70, б). К главному подвижному контакту-ножу 5 присоединена скоба с дугогасительным контактом 4, который во включенном положении находится внутри камеры между контактами 6. При отключении под действием пружины привода движение от вала 1 передается главным контактно-ножам 5, которые размыкаются в воздухе первыми, но дуги не образуется, так как весь ток проходит по дугогасительным контактам. При дальнейшем движении ножа 5 размыкаются дугогасительные контакты, возникшая дуга воздействует на вкладыши, из которых выделяется газ. Давление в камере повышается, а при выходе дугогасительного ножа из камеры создается выхлоп газа и дуга гаснет. При включении сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем – главные. Без ревизии допустимое количество циклов ВО: 30 – при номинальном токе 630 А и $\cos \varphi \geq 0,7$; 10 – при номинальном токе 630 А и $\cos \varphi \geq 0,8$; 20 – при 5% номинального тока и $\cos \varphi \geq 0,7$; 10 – при отключении зарядного тока кабеля 10 А и более.

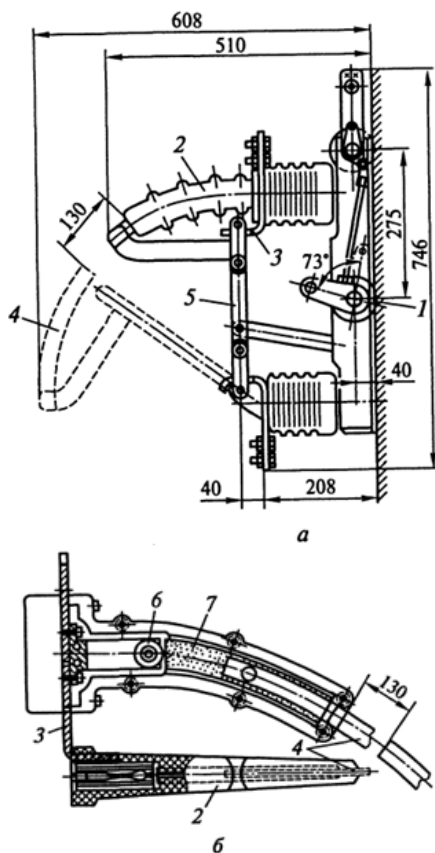


Рис. 70. Выключатель нагрузки ВНПР:

- а* – общий вид; *б* – дугогасительная камера; 1 – вал привода;
 2 – дугогасительная камера; 3 – главный неподвижный контакт;
 4 – подвижный дугогасительный контакт; 5 – главный подвижный
 контакт-нож; 6 – неподвижный дугогасительный контакт;
 7 – газогенерирующие вкладыши

Выключатель ВНПР выдерживает сквозной ток $KЗ$ кА, а ток термической стойкости $16кА$. Допустимо двухкратное включение на короткое замыкание, после чего производится ревизия с заменой дугогасительных камер.

Выключатели нагрузки ВНП могут дополняться предохранителями ПКЭ, заземляющими ножами и приводами разного типа: ручным (ПР), ручным с дистанционным отключением (ПРА) или электромагнитным (ПЭ).

3.14.6. Плавкие предохранители выше 1кВ

Предохранители высокого напряжения имеют то же самое назначение и тот же принцип работы, что и предохранители до 1кВ.

Предохранители серии ПК с мелкозернистым наполнителем выполняются на напряжения 3, 6, 10, 35 кВ и номинальные токи 400, 300, 200 и 40 А соответственно. Эти предохранители обладают токоограничивающим эффектом, полное время отключения при токах $K3$ составляет 0,005–0,007 с.

Патрон предохранителя (рис. 71) состоит из фарфоровой трубки, армированной латунными колпачками. Внутри патрона размещены медные или серебряные плавкие вставки. Для обеспечения нормальных условий гашения дуги плавкие вставки должны иметь значительную длину и малое сечение. Это достигается применением нескольких параллельных плавких вставок 5, намотанных на ребристый керамический сердечник (см. рис. 71, *в*), или при больших токах нескольких спиральных плавких вставок (см. рис. 71, *б*). После того как трубка заполнена кварцевым песком, торцевые отверстия закрываются крышками 1 и тщательно запаиваются. Нарушение герметичности, увлажнение песка могут привести к потере способности гасить дугу. Для уменьшения температуры плавления плавкой вставки использован металлургический эффект. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 7, который выбрасывается пружиной из трубки после перегорания стальной вставки, нормально удерживающей пружину в подтянутом состоянии. Стальная вставка перегорает после рабочих вставок, когда по ней проходит весь ток. Быстрое гашение дуги в узких каналах между зернами кварца приводит к перенапряжениям, опасным для изоляции установки. Для снижения перенапряжений искусственно затягивают гашение дуги, применяя плавкие вставки разного

сечения по длине или плавкие вставки с искровыми промежутками, включенные параллельно основным рабочим вставкам.

Разновидностями серии ПК являются:

ПКТ – предохранители для защиты силовых трансформаторов и линий;

ПKN – предохранители для защиты трансформаторов напряжения;

ПКЭ – предохранители для силовых цепей экскаваторных установок.

При установке предохранителей в цепях с током более 100 А применяются два или четыре патрона (см. рис. 71, а).

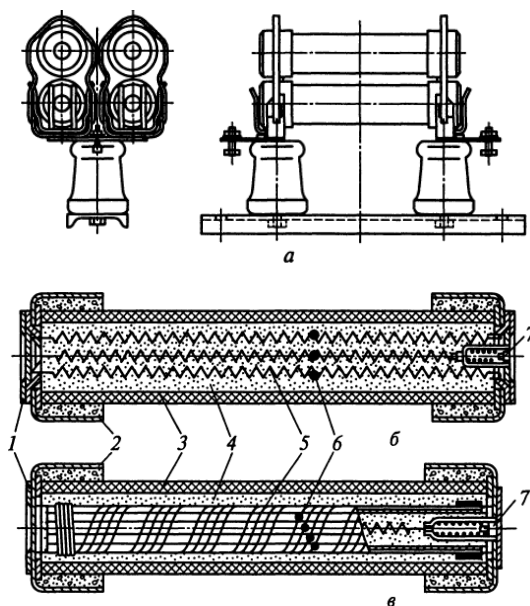


Рис. 71 Предохранители типа ПК:

а – общий вид ПК4; б – патрон предохранителя на ток более 7,5 А;
в – патрон предохранителя на ток до 7,5 А; 1 – торцевая крышка;
2 – латунный колпачок; 3 – фарфоровая трубка; 4 – кварцевый песок;
5 – плавкая вставка; 6 – шарики из олова; 7 – указатель срабатывания

Предохранители с автогазовым гашением дуги выполняются на напряжение 10 кВ и выше.

Для открытых распределительных устройств получили распространение выхлопные предохранители типа ПВТ на 10,35 и 110 кВ.

Основной частью предохранителя является газогенерирующая трубка, внутри которой расположен гибкий проводник, соединенный с плавкой вставкой и контактным наконечником. Параллельно медной вставке расположена стальная, воспринимающая усилие пружины, стремящейся вытащить гибкий проводник.

При КЗ сначала расплавляется медная, затем стальная вставка. Под действием пружины выбрасывается гибкий проводник. Дуга, образовавшаяся после расплавления вставок, затягивается в трубку, где интенсивно выделяется газ. Давления в трубке достигает 10–20 МПа, создается интенсивное продольное автодутье, гасящее дугу. Гашение сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуковым эффектом – выстрелом. В связи с этим предохранители ПВТ устанавливаются в открытых РУ таким образом, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов. Ранее эти предохранители назывались стреляющими (ПСН).

В процессе отключения длина дуги увеличивается по мере выброса гибкой связи, поэтому перенапряжений не возникает.

Плавкая вставка в нормальном режиме нагревается до высокой температуры. Чтобы не происходило газообразования, вставка размещена не в трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один конец трубки.

Предохранители ПВТ применяются в комплектных трансформаторных подстанциях. Они защищают силовые трансформаторы от токов КЗ, но не защищают от других видов повреждений.

Дальнейшее усовершенствование предохранителей ПВТ привело к созданию автогазового выключателя с газогенерирующим патроном, внутри которого размещена плавкая вставка и контактная система. Пружинный привод, получив сигнал релейной защиты, выдергивает гибкую связь из патрона, разрушая контакты. Возникшая дуга гасится так же, как в предохранителе ПВТ.

Недостатком такого выключателя является быстрый износ твердого дугогасителя, разрушение контактов, а следовательно, необходимость замены того и другого после каждого отключения КЗ.

Выбор предохранителей напряжением выше 1 кВ производится аналогично выбору предохранителей до 1 кВ.

3.15. Выключатели высокого напряжения

3.15.1. Общие сведения

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстро действующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации;
- выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

В соответствии с ГОСТ 687-78Е выключатели характеризуются следующими параметрами.

1. Номинальный ток отключения – наибольший ток $KЗ$ (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций. Ток $KЗ$ состоит из периодической и аperiodической составляющих. Номинальный

ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов.

2. Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{норм}}$, %, которое определяется по кривой рис. 72:

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{i_{\text{а.н.н.}}}{\sqrt{2} I_{\text{откл.н.н.}}} \cdot 100.$$

Нормированное значение $\beta_{\text{н}}$ определяется для момента расхождения контактов $\tau = t_{\text{з.мин.}} + t_{\text{св.}}$ (см. подразд. 3.3).

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_{\text{норм}} = 0$.

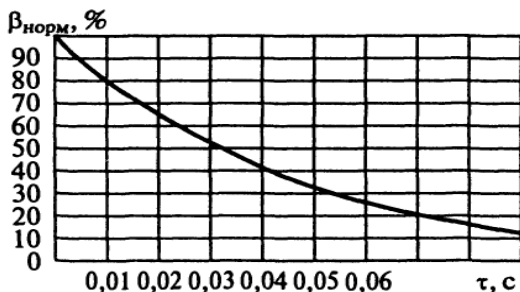


Рис. 72. Нормированное содержание аperiodической составляющей

3. Цикл операций – выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ 687-78Е предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

$$0 - 180 \text{ с} - \text{ВО} - 180 \text{ с} - \text{ВО};$$

$$0 - t_{\text{в.т.}} - \text{ВО} - 180 \text{ с} - \text{ВО}.$$

Выключатели с $U_{ном} \leq 220 \text{ кВ}$ должны также выполнять цикл:

$$O - t_{от} - BO - 20 \text{ с} - BO.$$

Выключатели без АПВ должны выдерживать цикл:

$$O - 180 \text{ с} - BO - 180 \text{ с} - BO,$$

где О – операция отключения; ВО – операция включения и немеленого отключения; 20, 180 – промежутки времени в секундах; $t_{от}$ – гарантируемая для выключателей минимальная бестоковая пауза при АПВ (время от погасания дуги до появления тока при последующем включении). Для выключателей с АПВ $t_{от}$ должно быть в пределах 0,3–1,2 с, для выключателей с БАПВ – 0,3 с.

4. Стойкость при сквозных токах характеризуется токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $i_{дин}$ – наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение

$$I_{дин} = 2,55 I_{отклном}$$

5. Номинальный ток включения – ток $K3$, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вклном}$ и амплитудное значение $i_{вклном}$.

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия

$$I_{вклном} \geq I_{отклном}; i_{вклном} \geq 1,8\sqrt{2} I_{отклном}.$$

6. Собственное время отключения $t_{откл}$ – интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасящих контактов.

Время отключения $t_{откл}$ – интервал времени от подачи команды на отключения до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл}$ – интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающего напряжения определяются в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ (0,6–1) $I_{отклном}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от $I_{отклном}$ (ГОСТ 687-78Е, табл. 4).

В ГОСТ 687-78Е приведены также другие требования к конструкции выключателей и методы их испытаний.

3.15.2. Воздушные выключатели

В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами.

Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении и способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

В выключателях на большие номинальные токи (рис. 73, а, б) имеются главный и дугогасительный контуры, как и в маломасляных выключателях МГ и ВГМ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам 4, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в дугогасительной камере 2. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается

сжатый воздух из резервуара 1, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (см. рис. 73, а) или поперечным (см. рис. 73, б). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние (см. рис. 73, б) или специальным отделителем 5, расположенным открыто (см. рис. 73, а). После отключения отделителя 5 прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. Выключатели, выполненные по такой конструктивной схеме, изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20000 А (серия ВВГ), а также на 35 кВ (ВВЭ-35-20/1600УЗ).

В выключателях для открытой установки дугогасительная камера расположена внутри фарфорового изолятора, причем на напряжение 35 кВ достаточно иметь один разрыв на фазу (рис. 73, в), на 110 кВ – два разрыва на фазу (рис. 73, з). Различие между этими конструкциями состоит в том, что в выключателе 35 кВ изоляционный промежуток создается в дугогасительной камере 2, а в выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя 5 и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного положения, при этом в дугогасительную камеру сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются. По конструктивной схеме рис. 73, з созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь в дугогасительной камере и в отделителе (на 330 кВ – восемь; на 500 кВ – десять).

В рассмотренных конструкциях воздух подается в дугогасительные камеры из резервуара, расположенного около основания выключателя. Если контактную систему поместить в резервуар сжатого воздуха, изолированный от земли, то скорость гашения дуги значительно увеличится. Такой принцип заложен в основу серии выключателей ВВБ (рис. 73, д). В этих выключателях нет отделителя. При отключении выключателя дугогасительная камера 2, являющаяся одновременно резервуаром сжатого воздуха, сообщается с атмосферой через дутьевые клапаны, благодаря чему создается дутье, гасящее дугу. В отключенном

положении контакты находятся в среде сжатого воздуха. По такой конструктивной схеме созданы выключатели до 750 кВ. Количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения: 110 кВ – одна; 220, 330 кВ – две; 500 кВ – четыре; 750 кВ – шесть (в серии ВВБК).

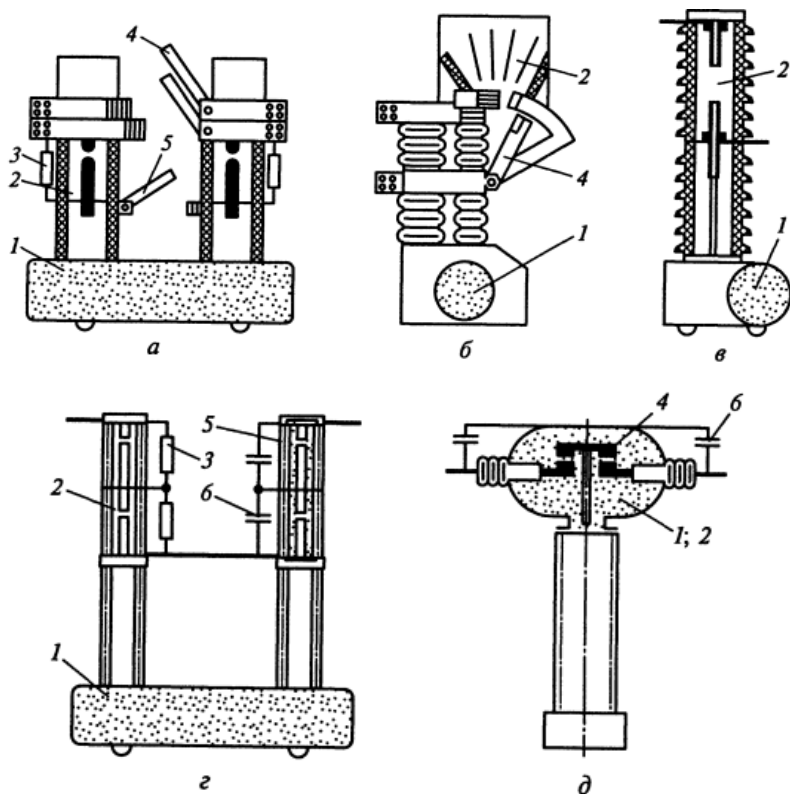


Рис. 73. Конструктивные схемы воздушных выключателей
 1 – резервуар со сжатым воздухом; 2 – дугогасительная камера;
 3 – шунтирующий резистор; 4 – главные контакты;
 5 – отделитель; 6 – емкостный делитель

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические 3 и емкостные 6 делители напряжения. Рассмотрим более подробно конструкции некоторых воздушных выключателей.

Воздушный выключатель ВВГ-20 предназначен для установки в цепях мощных генераторов и рассчитан на ток до 12500 А, а при обдуве вентиляторами 1 – на 20000 А (рис. 74).

Главный токоведущий контур состоит из контактных выводов 4 и разъединителя 5. Дугогасительный контур состоит из двух камер 3 и 8, резисторов 2, отделителя 9. Последовательно с резистором 2 второй камеры включена вспомогательная камера 6 со своим резистором 7 и искровым промежутком. Во включенном положении основная часть тока проходит по главному контуру.

Отключение происходит в следующем порядке: размыкаются контакты разъединителя 5, и весь ток переходит в дугогасительный контур, где размыкаются дугогасительные контакты в камерах 3 и 8 (см. рис. 74, б). К этому моменту в камеры подается сжатый воздух (давление 2 МПа), создающий продольное дутье, в результате чего дуга гаснет через 0,01 с. Ток, проходящий через резисторы 2, разрывается контактами вспомогательной камеры 6. При этом возможны два случая. Если выключатель отключает большой ток $KЗ$, а реактивное сопротивление цепи значительно меньше активного сопротивления шунтирующих резисторов 2, то скорость восстанавливающегося напряжения мала и процесс отключения заканчивается гашением дуги на контактах вспомогательной камеры. Если выключатель отключает ток в цепи с большим индуктивным сопротивлением, которое соизмеримо или больше активного сопротивления резисторов, то скорость восстанавливающегося напряжения на контактах вспомогательной камеры велика. В этом случае после гашения дуги на контактах камеры 6 пробивается искровой промежуток и параллельно контактам включается шунтирующий резистор 7. При последующем переходе тока через нуль дуга на искровом промежутке гасится потоком воздуха.

Последним отключается нож отделителя 9, создавая окончательный разрыв цепи. После отключения отделителя прекращается подача воздуха в камеры 3 и 8 и подвижные контакты под действием пружин возвращаются во включенное положение. Полное время отключения этого выключателя составляет 0,17 с. При включении замыкается сначала нож отделителя 9, а затем нож разъединителя 5.

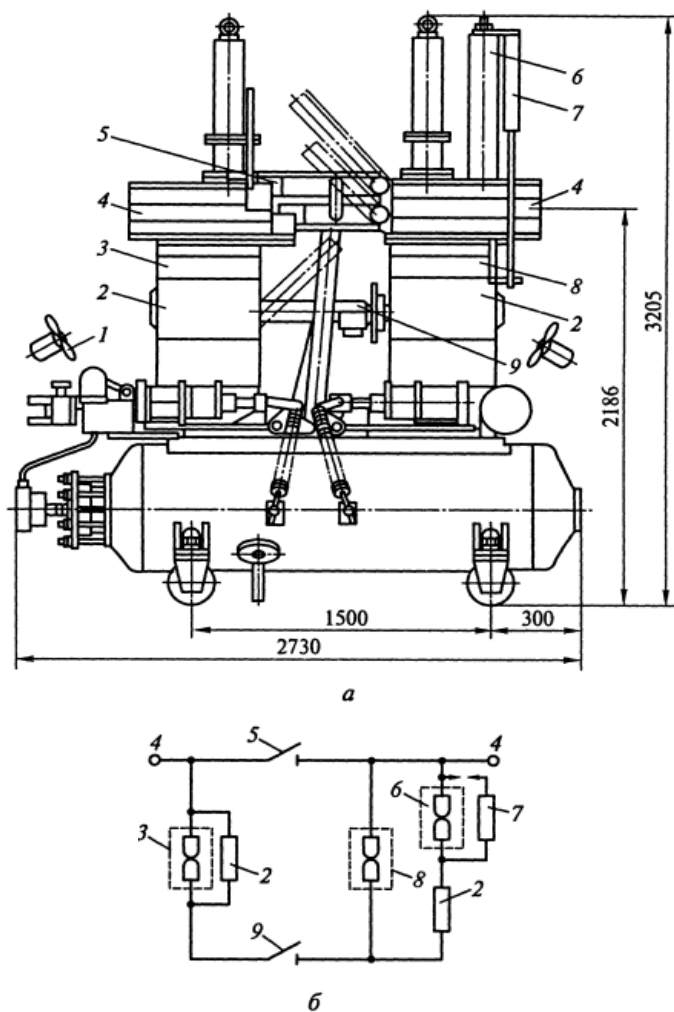


Рис. 74. Воздушный выключатель ВВГ-20:

- а* – общий вид; *б* – схема электрическая функциональная;
 1 – вентилятор обдува; 2 – резистор; 3, 8 – дугогасительная камеры;
 4 – контактные выводы; 5 – разъединитель; 6 – вспомогательная
 камера с резистором; 7, 9 – отделитель

Гасительные камеры, резисторы укреплены на опорных изоляторах.

Выполнение операций включения и отключения, последовательность работы отдельных узлов обеспечиваются пневматической системой полюса. Рассмотренный выключатель не предназначен для АПВ.

В цепях генераторов находят применение специальные выключатели нагрузки (ВНСГ) с $U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$, рассчитанные на включение генераторов при самосинхронизации ($I_{\text{вкл}} = 115 \text{ кА}$) и выдерживающие большие сквозные токи КЗ ($I_{\text{пр.с}} = 480 \text{ кА}$). Таким выключателем можно включать и отключать генератор под нагрузкой ($I_{\text{ном}} = 12000 \text{ А}$), а также отключать токи КЗ до 31,5 кА. Выключатель ВНСГ компактно встраивается в комплектный токопровод. Гашение дуги осуществляется сжатым воздухом, имеющим давление 0,6 МПа.

В последнее время на энергоблоках 800, 1000 МВт АЭС применяется комплектный аппарат КАГ-24, основной частью которого является выключатель нагрузки, рассчитанный на напряжение 24 кВ, ток 30 кА. Выключатель нагрузки при номинальном давлении воздуха 2 МПа может отключать ток 30 кА и включать ток 75 кА (амплитудное значение). Выключатель нагрузки не предназначен для АПВ и выполнения полного цикла «отключение – включение»: 0 – 180 – ВО – 180 – ВО [4.4].

Устройство КАГ-24 встраивается в комплектный токопровод генераторного напряжения.

На рис. 75 показаны электрическая схема полюса КАИ-24. В состав каждого полюса входят выключатель нагрузки QW , разъединитель QSc одним встроенным заземлителем главной цепи QSG , пять трансформаторов напряжения 7У типа ЗНОЛ-0,6-24УЗ.

Комплектное устройство КАГ-24 предназначено для оперативных коммутаций и измерений напряжения в цепи главных выводов генераторов 800 и 1000 МВт при нормальном режиме, а также для создания необходимого изоляционного промежутка в отключенном положении и заземления отсоединенного участка. Комплектное устройство имеет блокировки, запрещающие отключение и включение разъединителя QS при включенном выключателе нагрузки QW , отключение и включение заземляющего разъединителя QSG при включенном выключателе QW или разъединителе QS .

При отключении тока первыми размыкаются главные контакты QW , ток устремляется по параллельному пути через контакты отделителя QR и дугогасительные контакты $SQ1$, зашунтированные активным сопротивлением R (15 Ом) для снижения возможных перенапряжений при обрыве тока. После отключения $SQ1$ ток, ограниченный сопротивлением R , отключается вспомогательными дугогасительными контактами $SQ2$, а затем отключается отделитель QR и в главной обесточенной цепи разъединитель QS . После отключения отделителя подача воздуха прекращается, и контакты $SQ1$ и $SQ2$ под действием своих пружин возвращаются во включенное положение. Собственное время отключения выключателя равно 0,15 с, время отключения разъединителя – 0,25 с.

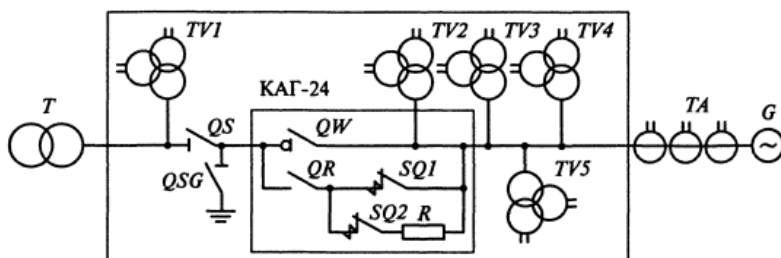


Рис. 75. Выключатель нагрузки генераторный КАГ- 24

Выключатель КАГ-24 без ревизии способен произвести 16 операций отключения при токе до 30 кА и 500 операций ВО при токе до 5 кА. КАГ-24-30/30000УЗ имеет принудительный обдув.

Выключатели нагрузки генераторные значительно увеличивают гибкость и надежность схем блочных ТЭС и АЭС.

Воздушные выключатели ВВ нашли широкое применение в установках 110–500 кВ. Их конструкция соответствует схеме рис. 73, *г* и отличается при разном напряжении количеством дугогасительных камер и камер воздушнонаполненного отделителя. Для отключения и гашения дуги в них используется воздух давлением 2–4 МПа.

В настоящее время выключатели этой серии постепенно вытесняются более совершенными и быстродействующими выключателями.

Во всех рассмотренных выключателях сжатый воздух из заземленного резервуара подается в дугогасительную камеру по изолированному воздухопроводу или внутренней полости изолятора, длина которых зависит от номинального напряжения выключателя. Время заполнения камеры сжатым воздухом зависит от давления воздуха в резервуаре и от длины воздухопровода. В выключателях 35 и 110 кВ это время составляет 0,003–0,005 с, в выключателях 150–220 кВ – 0,007 – 0,01 с, в выключателях 330–500 кВ – 0,013–0,014 с. Увеличение времени заполнения камеры увеличивает собственное время отключения выключателя, при этом ухудшается основной показатель воздушного выключателя – быстродействие.

Выключатели серии ВВБ (см. рис. 73, д) имеют изолированный от земли резервуар сжатого воздуха, внутри которого находится контактная система. Поэтому собственное время отключения этих выключателей сверхвысокого напряжения меньше, чем у выключателей серии ВВ. Давление воздуха в гасительной камере в выключателях ВВ из-за постепенной его подачи к моменту гашения дуги равно примерно половине номинального. В выключателях ВВБ давление воздуха к моменту гашения равно номинальному, поэтому эти выключатели имеют большую мощность отключения.

В настоящее время выключатели серии ВВБ модернизированы. Новые выключатели ВВБК (крупномодульные) работают при давлении воздуха 4 МПа, а в камере гашения дуги, кроме основного дутья, как и в серии ВВБ, имеется дополнительное дутье через неподвижные контакты с продувкой продуктов горения через полые токоведущие стержни вводов. Это позволило увеличить отключаемый ток до 50–56 кА, а количество модулей в полюсе снизить: на 330 кВ вместо четырех модулей (ВВБ) в серии ВВБК – два модуля, на 500 кВ вместо шести модулей – четыре, на 750 кВ вместо восьми – шесть.

Рядом с опорным изолятором расположена колонка управления 2, в которой находится стеклопластиковый воздухопровод, постоянно подающий сжатый воздух в камеры 3. Внутри воздухопровода проходит стеклопластиковая тяга, служащая

для подачи управляющего воздействия от шкафа управления полюса к блокам управления дугогасительных устройств. Механическая система управления контактами позволила снизить полное время отключения на 0,02 с (110 кВ) и 0,04 с (220 кВ).

На напряжение 750, 1150 кВ ОАО ВО «Электроаппарат» разработаны подвесные выключатели на основе модулей ВВБК.

Выключатели воздушные серии ВВБК выпускаются на напряжение 110–1150 кВ, номинальный ток 3200 и 4000 А, номинальный ток отключения 50–40 кА, номинальное давление сжатого воздуха 4 МПа, время отключения 0,04 с.

Эти выключатели являются дальнейшим шагом в развитии конструктивных принципов, заложенных в серии ВВБ. Отличительными их особенностями являются повышенное рабочее давление воздуха и усовершенствованное дугогасительное устройство с несимметричным дутьем, что позволило повысить напряжение модуля (220 и 330 кВ – два модуля, 500 и 750 кВ – четыре модуля, 1150 кВ – шесть модулей). Выключатели снабжены новой быстродействующей системой управления.

Тенденции в развитии современных воздушных выключателей

1. *Модульный принцип построения серий.* Этот принцип позволяет строить серии в весьма большом диапазоне напряжений (35–1150 кВ) из одинаковых модулей, производить по модульные испытания и иметь максимально выгодные условия производства, эксплуатации и монтажа. Наметила тенденция существенного увеличения напряжения, приходящегося на один модуль (250 кВ и выше).

2. *Размещение дугогасительных устройств непосредственно в сжатом воздухе.* При этом обеспечиваются максимальная коммутационная способность, быстродействие, изоляционная прочность межконтактных промежутков и пропускная способность по номинальному току. Наибольшее применяемое сейчас давление достигает 6–8,5 МПа.

3. *Применение быстродействующих систем управления с малым разбросом времени оперирования.* Основным назначением таких систем является обеспечение работы выключателей на очень высокие напряжения с временем отключений до одного полупериода, а также выключателей с синхронным отключением или включением.

4. *Ограничение коммутационных перенапряжений*, что особенно важно для выключателей высших классов напряжения.

5. *Повышение надежности и увеличение межремонтных сроков до 15–20 лет.*

6. *Введение принудительного охлаждения для генераторных выключателей.*

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства: взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие и возможность осуществления быстродействующего АПВ, высокую отключающую способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам, возможность создания серий из крупных узлов, пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

3.15.3. Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6–10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

На рис. 76, а показан выключатель ВЭ-10-40, установленный на тележке и предназначенный для ячейки КРУ. На сварном основании 1, установленном на катках, крепятся привод 13, три полюса 5, состоящих из двух изоляционных стоек, на которых крепятся два проходных эпоксидных изолятора 6 с розеточными контактами. На верхнем изоляторе смонтированы неподвижные контакты 7, на нижнем – подвижные контакты 4, связанные изоляционной тягой 10 с валом выключателя 12. Последний соединен с приводом 13 с помощью рычагов 11 и тяг.

Дугогасительные камеры крепятся на неподвижном контакте и специальных стойках. Каждый полюс изолирован кожухом. Передняя часть кожуха обшита металлическим листом, надежно заземленным вместе с рамой выдвижного элемента

КРУ. Цепи вторичной коммутации заключены в металлический шланг и заканчиваются штепсельным разъемом 9.

При отключении выключателя размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные 1 (рис. 76, б). Возникшая дуга А действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков выдувается вверх в дугогасительную камеру (положение дуги Б), при этом в цепь между медным рогом 3 и контактом включается обмотка электромагнита 2. Созданное поперечное магнитное поле перемещает дугу в положение В – между левым 3 и правым 5 медными рогами. Включенная вторая обмотка 6 усиливает магнитное поле, дуга втягивается внутрь гасительной камеры 4 с керамическими пластинами, растягивается, попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. Гашение дуги в этом случае обеспечивается дутьевым устройством 2 с трубкой поддува 3, через которую подается поток воздуха на дугу (см. рис. 75, б).

Выключатели серии ВЭ-10 на различные токи отключения отличаются размерами дугогасительных камер. При номинальных токах 1600 А и выше рабочие контакты имеют серебряные напайки. Выводные контакты у выключателей до 2500 А розеточного типа, у выключателей на 3600 А – пальцевые, без проходных изоляторов.

Приводы выключателей ВЭ-10 – пружинные, выключателей ВЭЭ-6 – электромагнитные.

Достоинства электромагнитных выключателей: полная взрыво- и пожаробезопасность, малый износ дугогасительных контактов, пригодность для работы в условиях частых включений и отключений, относительно высокая отключающая способность (20–40 кА).

Недостатки: сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения (15–20 кВ), ограниченная пригодность для наружной установки.

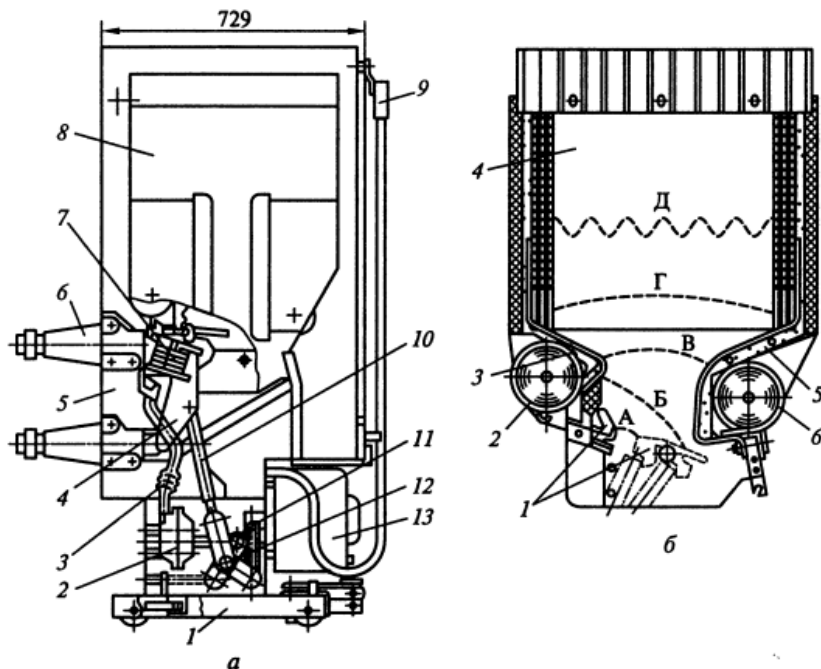


Рис. 76. Выключатель электромагнитный ВЭ-10-40:
а – общий вид: 1– основание; 2– электромагнит; 3– медный рог;
 4– подвижные контакты; 5 – полюс выключателя; 6 – проходной
 изолятор; 7 – неподвижные контакты; 8 – дугогасительная камера;
 9 – штепсельный разъем; 10 – изоляционная тяга; 11– рычаги связи с
 валом выключателя 12; 13–привод; *б* – дугогасительная камера:
 1– дугогасительные контакты; 2– электромагнит; 3, 5– медные рога;
 4 – гасительная камера; 6 – обмотка второго электромагнита;
 А, Б, В, Г, Д – положение дуги в процессе гашения

3.15.4. Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах КДВ (рис. 77). Рабочие контакты 1 имеют вид полных усеченных конусов с радиальными прорезями. Такая форма контактов при размыкании создает радиальное электродинамическое уси-

лие, заставляющее перемещаться дугу через зазоры 3 на дугогасительные контакты 2. Материал контактов подобран так, чтобы уменьшить количество испаряющегося металла. Вследствие глубокого вакуума (10^{-4} – 10^{-6}) происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, и при первом переходе тока через нуль дуга гаснет.

Подвод тока к контактам осуществляется с помощью медных стержней 4 и 5. Подвижный контакт крепится к верхнему фланцу 6 с помощью сильфона 7 из нержавеющей стали. Металлические экраны 8 и 9 служат для выравнивания электрического поля и для защиты керамического корпуса 10 от напыления паров металла, образующихся при горении дуги. Экран 8 крепится к корпусу камеры с помощью кольца 11. Поступательное движение верхнему контакту обеспечивается корпусом 12. Ход подвижного контакта составляет 12 мм.

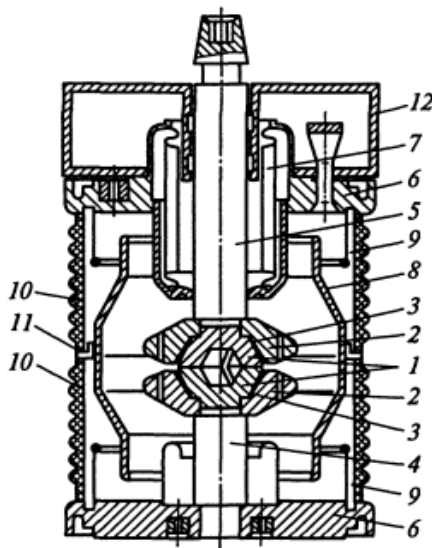


Рис. 77. Вакуумная дугогасительная камера КДВ-10-1600-20:
 1 – рабочие контакты; 2 – дугогасительные контакты; 3 – зазоры;
 4, 5 – токоведущие стержни; 6 – верхний фланец; 7 – сильфон;
 8, 9 – экраны; 10 – керамический корпус; 11 – крепежное кольцо;
 12 – корпус

На основе рассмотренной выше вакуумной дугогасительной камеры выпускаются выключатели напряжением 6–110 кВ с номинальным током до 3200 А и током отключения до 40 кА.

Вакуумные выключатели 6–10 кВ широко применяются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах, для чего они комплектуются на выкатных тележках 1 (рис. 78).

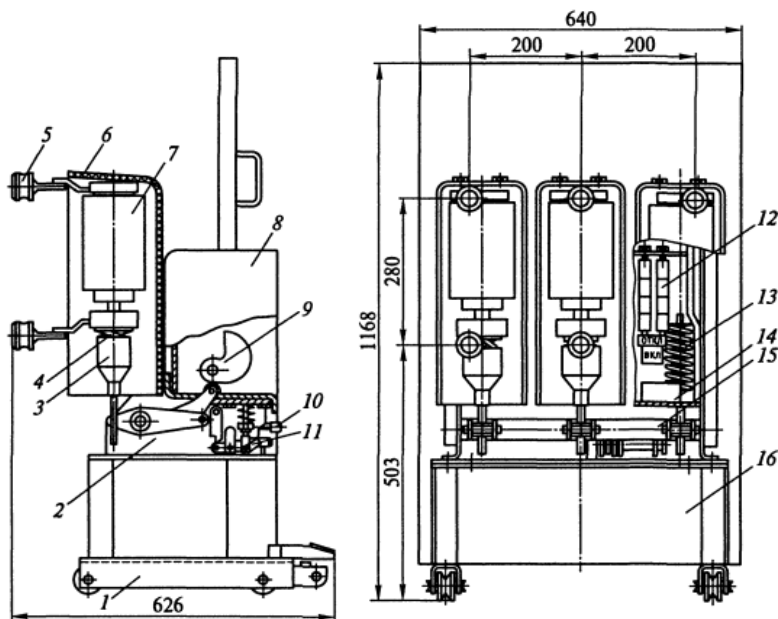


Рис. 78. Выключатель вакуумный ВВП-С-10-31,5/1600 УЗ:

- 1 – выкатная тележка; 2 – рама; 3 – изоляционные тяги;
 4 – узел поджатыя; 5 – токовыводы; 6 – изоляционный каркас;
 7 – вакуумная дугогасительная камера (КДВ); 8 – пружинно-моторный
 привод; 9 – кулачковый вал привода; 10 – кнопка отключения;
 11 – блок защелок; 12 – блок сигнализации; 13 – отключающая пружина;
 14 – буфер; 15 – вал выключателя; 16 – индукционно-динамическое
 устройство управления (ИДУУ)

Дугогасительная камера 7 укреплена на токовыводах в изоляционном каркасе 6 и системой рычагов связана с приводом. При включении сначала происходит заводка пружинно-

моторного привода до положения «Готов». После этого подается сигнал на включение на ИДУУ (индукционно-динамическое устройство управления), которое, разряжаясь, сбивает удерживающую защелку на приводе, пружины поворачивают кулачковый вал 9, который воздействует на рычаг вала выключателя. Вал, поворачиваясь, через систему рычагов и изоляционные тяги 3 воздействует на подвижный контакт КДВ, выключатель включается. Отключение производится кнопкой отключения 10, которая выбивает удерживающую защелку, а отключающая пружина 13 через систему рычагов возвращает подвижный контакт камеры в отключенное состояние. Управление выключателем может осуществляться вручную или дистанционно. Рассмотренный выключатель может отключать и включать ток КЗ 31,5 кА, полное время отключения 0,04 с, время включения 0,03 с. Коммутационный ресурс: число циклов В–тп–О номинального тока равно 30 000, число циклов В и О тока отключения – 50. Срок службы до среднего ремонта составляет 15 лет.

Выключатель ВВП – быстродействующий, устанавливается в ячейках КРУ секционных и на вводах в совокупности с быстродействующим АВР и служит для замены маломасляных выключателей, отслуживших свой срок в ячейках КРУ: К-ХП, К-ХШ, К-ХХУ1, К-37, КВЭ, КВС и КСО всех типов.

Для этих же целей освоен выпуск выключателей вакуумных ВВ-TEL производственным объединением «Таврида-электрик». На рис. 79 показан разрез по одному полюсу и общий вид вакуумного выключателя ВВ-TEL-10/1000. Выключатель состоит из трех полюсов на одном основании (см. рис. 79, а). Якорь приводных электромагнитов соединены между собой валом 11.

В разомкнутом положении контакты выключателя удерживаются отключающей пружиной 9 через тяговый изолятор 5. При подаче сигнала «Вкл» подается питание в катушку электромагнита 10; якорь 8, сжимая отключающую пружину, перемещается вверх вместе стяговым изолятором и подвижным контактом 3, который замыкается. В это время кольцевой магнит 7 запасает магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка 10 постепенно обесточивается, после чего привод оказывается подготовленным к операции отключения.

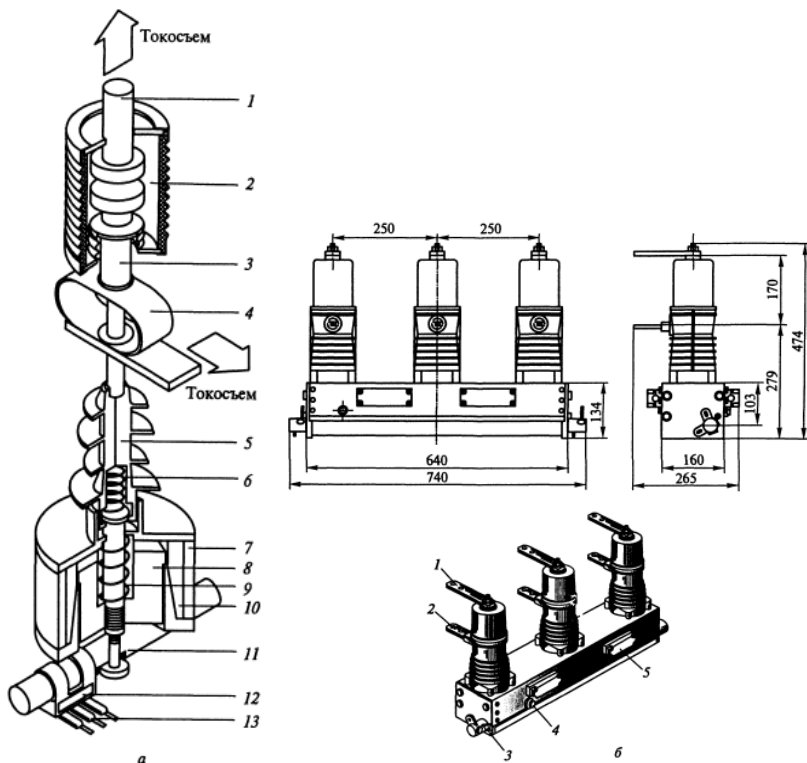


Рис. 79. Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000:

- а— конструктивная схема полюса: 1 — неподвижный контакт ВДК;
 2 — вакуумная камера (ВДК); 3— подвижный контакт ВДК;
 4— гибкий токоcъем; 5 — тяговый изолятор; 6— пружина поджатия;
 7 — кольцевой магнит; 8— якорь; 9 — отключающая пружина;
 10— катушка; 11— вал; 12 — постоянный магнит;
 13— герконы (контакты для внешних вспомогательных цепей);
 б— общий вид выключателя: 7, 2 — подключение главных цепей;
 3— кнопка ручного отключения; 4 — заземление;
 5 — подключение вторичных цепей

Во включенном положении выключатель удерживается силой магнитного притяжения якоря 8 к кольцевому магниту 7 так называемой «магнитной защелкой», при этом энергии из внешней цепи не потребляется.

При подаче сигнала «Откл» 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 и подвижным контактом 3, выключатель отключается. Возможно ручное отключение кнопкой 3 (см. рис. 78, б).

Выключатели данной серии применяются для замены выключателей в ячейках КРУ, а также для вновь разрабатываемых камер КСО и КРН.

Вакуумные выключатели напряжением 110 кВ в каждом полюсе имеют четыре последовательно соединенные дугогасительные камеры КДВ, установленные на опорных изоляторах. Для равномерного распределения напряжения по разрывам применяются емкостные делители напряжения. Электромагнитный привод обеспечивает дистанционное управление выключателем.

Вакуумные выключатели устанавливаются для управления трансформаторами сталеплавильных печей, тяговых подстанций насосных, на мощных экскаваторах. Отключение мощных синхронных двигателей вызывает срез тока при быстром разрыве цепи, отключение малых индуктивных токов может привести к перенапряжению, поэтому вакуумные выключатели снабжаются встроенными ограничителями перенапряжений или предусматривается установка ОПН (ограничитель перенапряжения).

Для замены выключателей, выработавших коммутационный ресурс, фирма АББ поставляет вакуумный выключатель УМ2СТ, который может устанавливаться на выкатных тележках КРУ (К-104, КМВ, КРУ2-10, К-ХШ).

Достоинства вакуумных выключателей: простота конструкции, высокая степень надежности, высокая коммутационная износостойкость, малые размеры, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения, возможность коммутационных перенапряжений.

3.15.5. Элегазовые выключатели

Элегаз SF_6 представляет собой инертный газ, плотность которого в 5 раз превышает плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2–3 раза выше прочности воздуха.

В элегазовых выключателях применяются автокомпрессионные дугогасительные устройства (рис. 80). При отключении цилиндр 4 вместе с контактом 3 перемещается вниз, образуется разрыв между подвижным 3 и неподвижным 1 контактами и загорается дуга. Поршень 5 остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и полый контакт 1, столб дуги интенсивно охлаждается, и она гаснет. При включении цилиндр 4 перемещается вверх, контакт 1 оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Более эффективным является двустороннее дутье, именно такие дугогасительные камеры применяются в современных элегазовых выключателях, построенных на модульном принципе. Так, в выключателях на 110 кВ – один дугогасительный модуль, на 220 кВ – два, на 500 кВ – четыре. Соответственно меняется изоляция относительно земли.

На рис. 80 показан выключатель ВГУ-220-45/3150У1 ($U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 45 \text{ кА}$, $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$, климат – умеренный, установка – открытая). Полус имеет Y-образную компоновку. Емкостные делители обеспечивают равномерное распределение напряжения между разрывами полюса. Отключение осуществляется пневматическим приводом, включение – пружинами, которые заводятся при отключении. Механический ресурс выключателя 3000 циклов ВО; ресурс коммутационной способности: при токе 45 кА число операций О/В – 15/17; при токе 27 кА – 22/11, при рабочем токе 3150 А – 3000/3000.

Распределительный шкаф 4 предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Новая серия баковых выключателей на 35 кВ позволяет иметь встроенные трансформаторы тока (рис. 83), что упрощает конструкцию распределительных устройств. Вводы и транс-

форматоры тока укреплены на баке, внутри которого находятся контактная и дугогасительная системы. Номинальное давление элегаза 0,45 МПа, при снижении давления до 0,33 МПа срабатывает сигнализация, а при 0,3 МПа выключатель отключается автоматически. Гашение дуги осуществляется за счет вращения электрической дуги в элегазе с помощью магнитного поля, созданного отключаемым током.

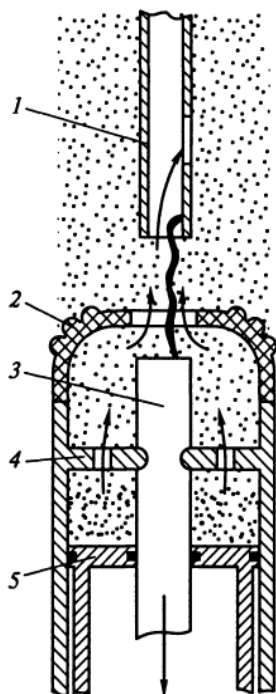


Рис. 80. Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьем:

- 1 – неподвижный полый контакт;
- 2 – сопло из фторопласта;
- 3 – подвижный контакт;
- 4 – подвижный цилиндр; 5 – поршень.

Привод выключателя электромагнитный. По сравнению с масляными выключателями С-35 и ВТ-35 элегазовый выключатель имеет значительные преимущества и более совершенные трансформаторы тока. Рассмотренный выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 рассчитан на ток отключения 12,5 кА, полное время отключения 0,07 с, электродинамическую стойкость 35 кА. Выключатель пригоден для АПВ.

Элегазовые выключатели имеют большую механическую и коммутационную износостойчивость.

Баковые выключатели с элегазом на 110 кВ выпускаются фирмой АББ типа 145PM40, номинальный ток 3000 А, ток динамической устойчивости 100 кА, $t_{откл} = 0,05$ с. Дугогасительное устройство подобно рассмотренному выше (см. рис. 80). На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока.

Колонковые выключатели этой же фирмы 110 кВ, номинальный ток 3150 А, ток отключения 40 кА. В этой серии выпускаются выключатели напряжением до 800 кВ. Особенностью серии ЛТВ являются: высокая сейсмостойкость, возможность работы в экстремальных условиях окружающей среды.

Колонковые выключатели с элегазом выпускаются ОАО «Урал-электротяжмаш» на напряжение 110–500 кВ.

Для замены устаревших выключателей в КРУ типов К-Х, К-П, К-XXV, К-XXVI фирмой АББ производятся выкатные элементы с элегазовыми выключателями серий VFi HD 2GT.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями), пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF₆, относительно высокая стоимость SF₆.

3.15.6. Выбор выключателей

В общих сведениях о выключателях рассмотрены те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ 687-78Е. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но т. к. заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например $I_{вкл.ном} \geq I_{откл.ном}$; $I_{вкл.ном} \geq 1,8\sqrt{2}I_{откл.ном}$, допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- напряжению $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- длительному току $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $K_{пл}I_{ном} \geq I_{прод.расч}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию

$$I_{откл.ном} \geq I_{пт}.$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{аном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат},$$

где $i_{аном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t ; ($\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % (по каталогам или по рис. 72); $i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов t ; t – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$t = t_{эм/м} + t_{с.в},$$

где $t_{эм/м} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

Если условие $i_{пт} \leq I_{откл.ном}$ соблюдается, а $i_{ат} > i_{аном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} I_{откл.ном} (1 + \beta_{ном} / 100) \geq \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$$

По включающей способности проверка производится по условию

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу); $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя; $I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической состав-

ляющей); $I_{тв0}$ — начальное значение периодической составляющей тока $KЗ$ в цепи выключателя. Заводами-изготовителями соблюдается условие $i_{вкл} = 1,8\sqrt{2}I_{вкл}$ где $k_{уд} = 1,8$ — ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы $k_{уд}$ может быть более 1,8.

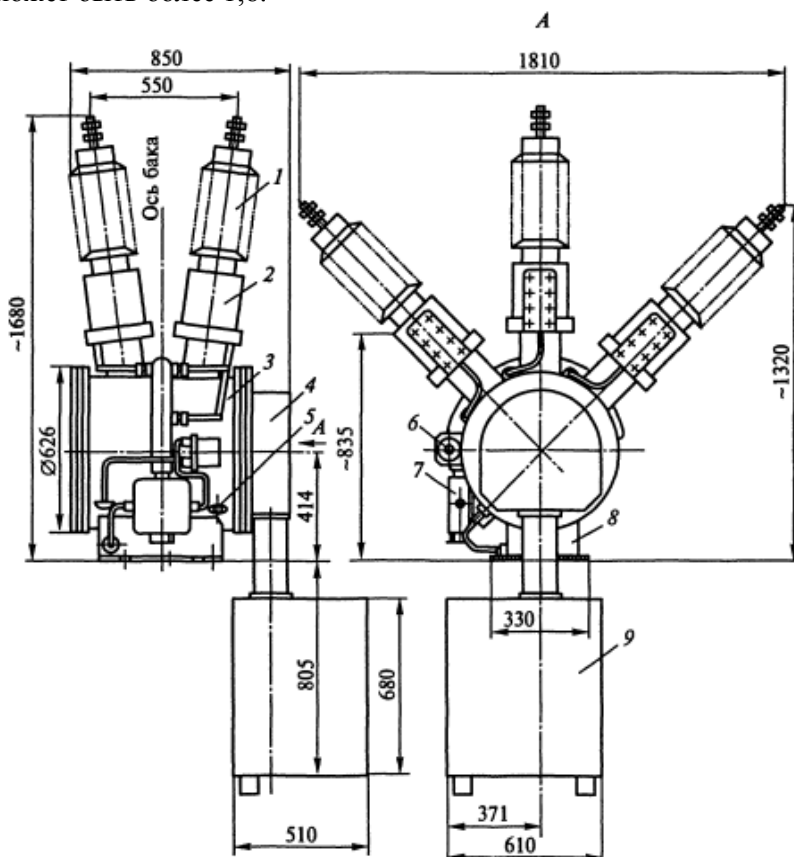


Рис. 81. Выключатель элегазовый баковый ВГБЭ -35:

1 — вывод; 2 — трансформатор тока; 3 — бак с контактной и дугогасительной системами, 4 — коробка механизма, 5 — клапан, 6 — сигнализатор давления, 7 — клеммная коробка, 8 — подогрев, 9 — шкаф с приводом

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{прскв}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{прскв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу; $I_{\text{прскв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу; $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с; $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету. Если $t_{\text{откл}} \leq t_{\text{тер}}$, то условие проверки:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}.$$

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя. Если возникает необходимость проверки выключателя по параметрам восстанавливающегося напряжения, то по конкретным данным электроустановки — мощности источников, реактивным сопротивлениям, емкостям трансформаторов, шин, аппаратов и т. д. — производят расчет и построение кривой переходного процесса восстанавливающегося напряжения (ПВН). Согласно ГОСТ 687-78Е эта кривая не должна пересекаться с нормированными кривыми ПВН.

3.16. Измерительные трансформаторы тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измеритель-

ных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис. 82, а) и две обмотки – первичную 1 и вторичную 3. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 .

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$K_I = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}},$$

где $I_{1\text{ном}}$ и $I_{2\text{ном}}$ – номинальные значения первичного и вторичного тока соответственно.

Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 и 1 А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. Токовая погрешность определяется по выражению

$$\Delta I\% = \frac{K_I I_2 - I_1}{I_1} 100.$$

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 w_1$. В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 100–120 % для первых трех классов и 50–120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от

кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличения нагрузки и кратности тока приводят к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастет.

Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 – для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 – для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 – для релейной защиты.

Кроме рассмотренных классов, выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (для земляной защиты), Р (для прочих релейных защит).

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму $KЗ$. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МД С первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

3.17. Конструкции трансформаторов тока

Трансформаторы тока для внутренней установки до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию.

По типу первичной обмотки различают катушечные (на напряжение до 3 кВ включительно), одновитковые и многовитковые трансформаторы.

На рис. 82, *б* схематично показано выполнение магнитопроводов и обмоток, а на рис. 82, *в*— внешний вид трансформатора тока ТПОЛ-20 (проходной, одновитковый, с литой изоляцией на 20 кВ). В этих трансформаторах токоведущий стержень, проходящий через «окна» двух магнитопроводов, является одним витком первичной обмотки. Одновитковые трансформаторы тока изготавливаются на первичные токи 600 А и более; при меньших токах МДС первичной обмотки $I_1 \omega_1$ окажется недостаточной для работы с необходимым классом точности.

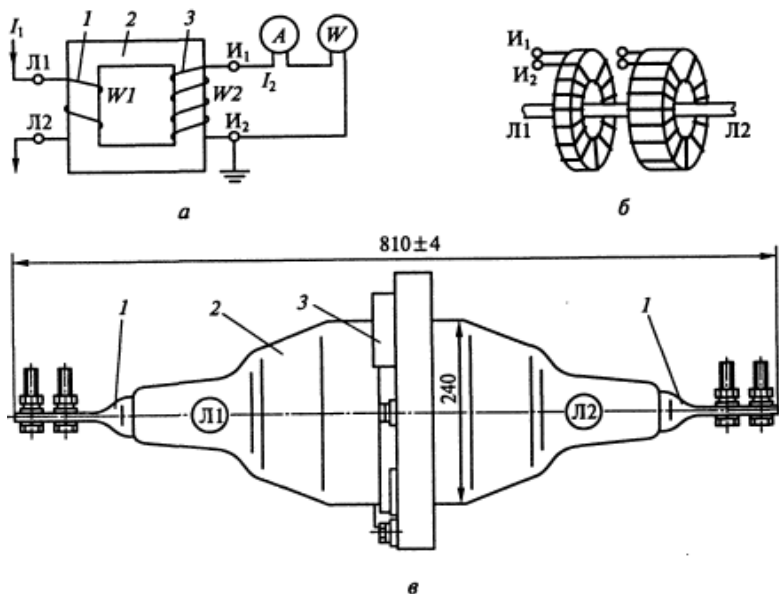


Рис. 82. Трансформатор тока:

- а* — принципиальная схема многovitкового трансформатора тока:
 1— первичная обмотка; 2— магнитопровод; 3— вторичная обмотка;
б— принципиальная схема одновиткового трансформатора тока;
в — конструкция ТПОЛ-20: 1— вывод первичный; 2— эпоксидная литая изоляция; 3— выводы вторичной обмотки

Трансформатор ТПОЛ-20 имеет два магнитопровода, на каждый из которых намотана своя вторичная обмотка. Классы точности этих трансформаторов тока 0,5; 3 и Р. Магнитопрово-

ды вместе с обмотками заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердения образует монолитную массу. Такие трансформаторы тока имеют значительно меньшие размеры, чем трансформаторы с фарфоровой изоляцией, выпускавшиеся ранее, и обладают высокой электродинамической стойкостью.

Рассматриваемый трансформатор тока в распределительном устройстве выполняет одновременно роль проходного изолятора.

При токах, меньших 600 А, применяются многовитковые трансформаторы тока ТПЛ, у которых первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимой МДС.

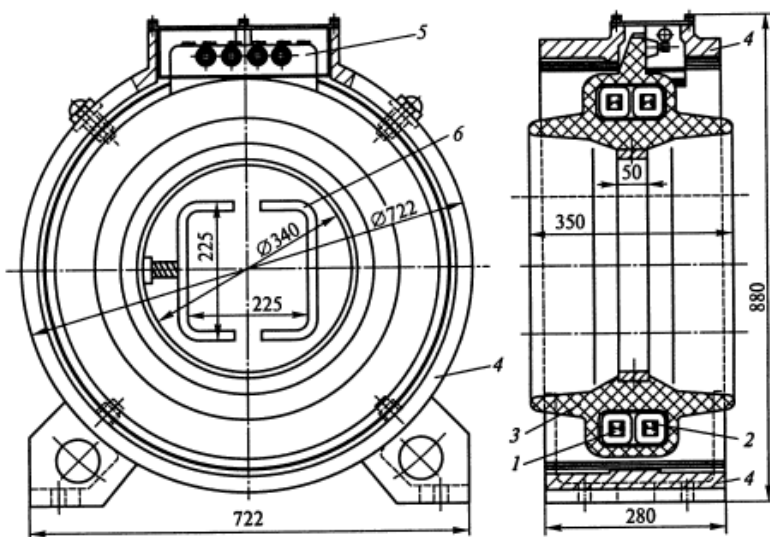


Рис. 83. Трансформатор тока ТПЛ-20:

1— магнитопровод класса 0,5; 2— магнитопровод класса Р; 3— литой эпоксидный блок; 4— корпус; 5— коробка выводов вторичных обмоток; 6— токоведущая шина

В комплектных распределительных устройствах применяются опорно-проходные трансформаторы тока ТЛМ-10, ТПЛК-10, конструктивно совмещенные с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки КРУ.

На большие номинальные первичные токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора. На рис. 83 показан трансформатор тока ТШЛ-20 (шинный, с литой изоляцией, на 20 кВ и токи 6000–18000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками.

Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с помощью пружины. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции. В комплектных токопроводах применяются трансформаторы тока ТШВ15, ТШВ24.

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ (рис. 84). В полой фарфоровой изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква З в обозначении типа). Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут быть соединены последовательно (положение I) или параллельно (положение II), чем достигается изменение номинального коэффициента трансформации в отношении 1:2. На фарфоровой крышке установлен металлический маслорасширитель 1, воспринимающий колебания уровня масла. Силикагелевый влагопоглотитель 5 предназначен для поглощения влаги наружного воздуха, с которым сообщается внутренняя полость маслорасширителя. Обмотки и фарфоровая крышка крепятся к стальному цоколю 13. Коробка выводов вторичных обмоток 12 герметизирована. Снизу к ней крепится кабельная муфта, в которой разделан кабель вторичных цепей.

Трансформаторы ТФЗМ имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты. Чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух магнитопроводов с обмотками) позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на его половину.

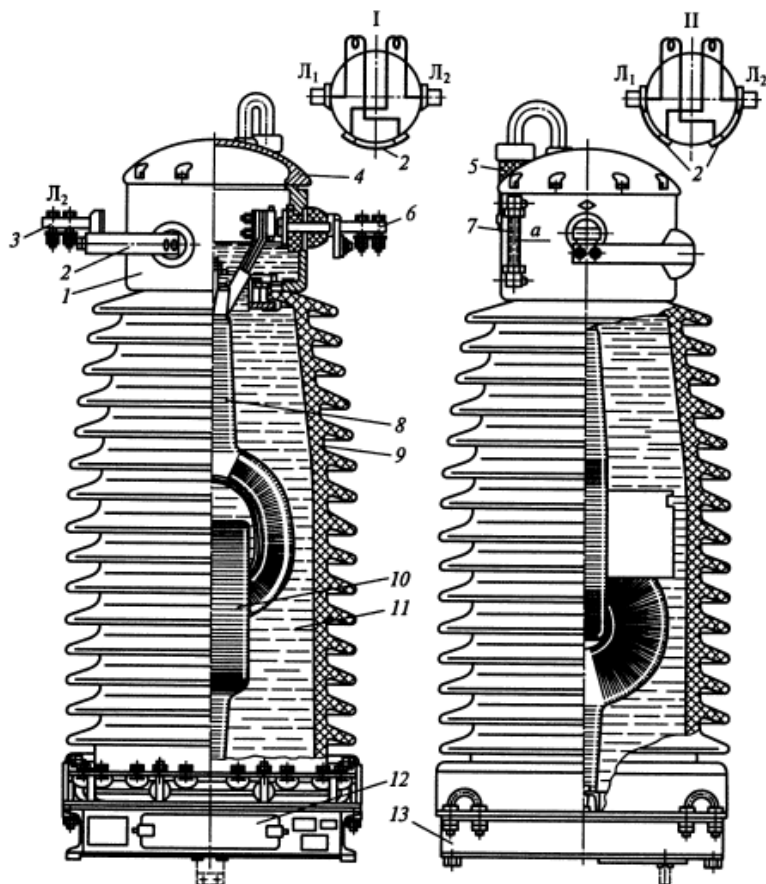


Рис. 84. Трансформатор тока ТФЗМ:

1—маслорасширитель; 2—переключатель первичной обмотки; 3—ввод L_2 ; 4—крышка; 5—влагопоглотитель; 6—ввод L_1 ; 7—маслоуказатель; 8—первичная обмотка; 9—фарфоровая покрывка; 10—магнитопровод с вторичной обмоткой; 11—масло; 12—коробка выводов вторичных обмоток; 13—цоколь; I—положение переключателя при последовательном соединении обмоток; II—положение переключателя при параллельном соединении обмоток

В установках 330 кВ и более применяются каскадные трансформаторы тока ТФРМ с рымовидной обмоткой, расположенной внутри фарфорового изолятора, заполненного транс-

форматорным маслом. В таких трансформаторах имеются четыре-пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5 и Р.

Встроенные трансформаторы тока применяются в установках 35 кВ и более. В вводы высокого напряжения масляных выключателей и силовых трансформаторов встраиваются магнитопроводы со вторичными обмотками. Первичной обмоткой является токоведущий стержень ввода. При небольших первичных токах класс точности этих трансформаторов тока 3 или 10. При первичных токах 1000–2000 А возможна работа в классе точности 0,5. Вторичные обмотки встроенных трансформаторов тока имеют отпайки, позволяющие регулировать коэффициент трансформации в соответствии с первичным током. Для встраивания в масляные выключатели применяются трансформаторы тока серий ТВ, ТВС, ТВУ. Каждому типу масляного бакового выключателя соответствует определенный тип трансформатора тока, паспортные данные которых приводятся в каталогах выключателей и в справочниках. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются трансформаторы тока серии ТВТ.

Кроме рассмотренных типов трансформаторов тока выпускаются специальные конструкции для релейных защит: трансформаторы тока нулевой последовательности ТИП, ТНПШ, ТЗ, ТЗЛ; быстронасыщающиеся трансформаторы ТКБ; трансформаторы для поперечной дифференциальной защиты генераторов ТШЛО.

3.18. Измерительные трансформаторы напряжения

3.18.1. Общие сведения и схемы соединения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ Вн для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рис. 85, первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 а к вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания

один выход вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, т. к. сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}},$$

где, $U_{1ном}$, $U_{2ном}$ – номинальные первичное и вторичное напряжение соответственно.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения

$$\Delta U\% = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_2} 100.$$

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180° . Это определяет угловую погрешность.

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

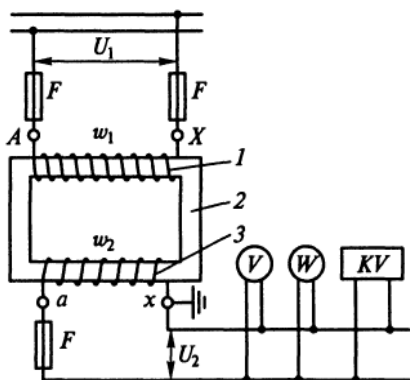


Рис. 85. Схема включения трансформатора напряжения:
1 – первичная обмотка;
2 – магнитопровод;
3 – вторичная обмотка

Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos \varphi$ вторичной нагрузки. В конструкции трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, т. к. в противном случае это приводит к увеличению погрешностей.

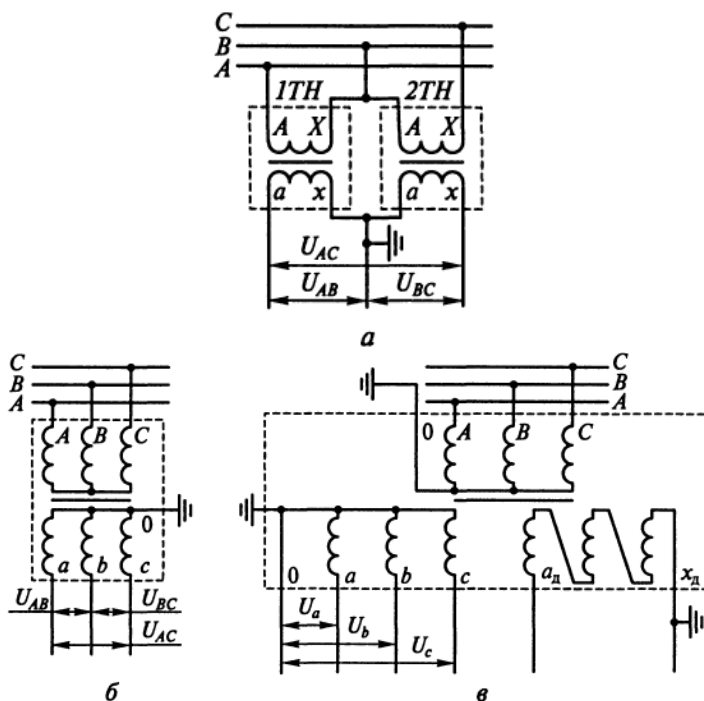


Рис. 86. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 86, *а*), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. 86, *б*). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_0/Y_0 , или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. 85, *в*). В последнем случае обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ.

3.18.2. Конструкции трансформаторов напряжения

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ, однофазные – на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняются проводом ПЭЛ, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5 – трансформатор напряжения однофазный, сухой, на 0,5 кВ).

Трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение 6–1150 кВ в закрытых и открытых распределительных устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-Ю, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на рис. 87, а. Такие трансформаторы имеют два ввода ВН и два ввода НН, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника. У трансформаторов второго типа (рис. 87, б) один конец обмотки ВН заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН — на боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН — на $100\sqrt{3}$ В, дополнительная обмотка — на $100/3$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рис. 86, в.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

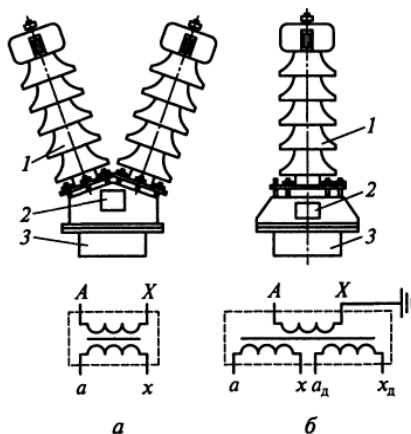


Рис. 87. Трансформаторы напряжения однофазные масляные:
а — типа НОМ-35; б — типа ЗНОМ-35; 1 — ввод высокого напряжения;
2 — коробка вводов НН; 3 — бак

Дроссель L и трансформатор TV встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Заградитель ЗВ не пропускает токи высокой частоты в трансформатор напряжения. Фильтр присоединения Z предназначен для подключения высокочастотных постов защиты. Такое устройство получило название емкостного трансформатора напряжения НДЕ.

При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 750 и 1150 кВ применяются трансформаторы НДЕ-750 и НДЕ-1150.

3.19. Выбор измерительных трансформаторов

3.19.1. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;

току $I_{1ном} \geq I_{прод.расч}$; $I_{1ном} \geq I_{прод.расч}$.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т. к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности;

конструкций и классу точности;

электродинамической стойкости:

$$K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном} \geq I_{уд}; I_{дин} \geq I_{уд}$$

где $I_{уд}$ – ударный ток КЗ по расчету; $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $I_{дин}$ – ток электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы, поэтому условия не проверяются;

по термической стойкости

$$(k_T I_{1ном})^2 t_{тер} \geq B_k; I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k,$$

где k_T – кратность термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу; B_k – тепловой импульс по расчету; $I_{тер}$ – ток термической стойкости;

вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 = r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k.$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{приб} = S_{приб} / I_2^2.$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном},$$

откуда

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

зная $r_{пр}$ можно определить сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{пр}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных це-

пях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а так же на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами зависящая от схемы соединения трансформатора тока (рис. 88).

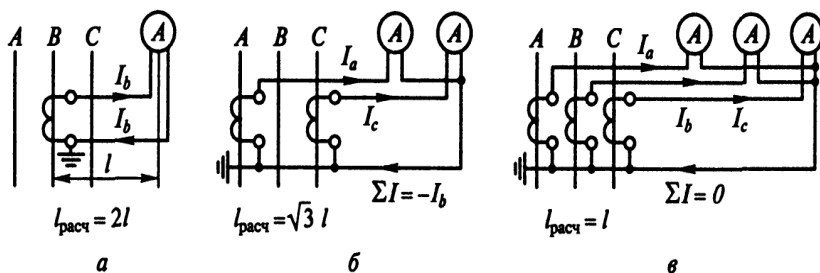


Рис. 88. схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов:

а – включение в одну фазу; *б* – включение в неполную звезду;

в – включение в полную звезду ($\mu = 0,0283$);

l – расчетная длина

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной, м:

Все цепи ГРУ 6 – 10 кВ, кроме линий

К потребителям 40–60

Цепи генераторного напряжения

блочных электростанций 20 – 40

Линий 6-10 кВ к потребителям..... 4–6

Все цепи РУ:

35кВ..... 60–75

110 кВ..... 75–100

220 кВ..... 100–150

330–500 кВ..... 150–175

Синхронные компенсаторы 25–40

Для подстанций указанные длины снижают на 15–20 %.

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой и полиэтиленовой изоляцией в свинцовой, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил (ПУЭ, п. 3.4.4), сечение больше 6 мм^2 обычно не применяется.

3.19.2. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- конструкций и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке,

где – номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора; S_{Σ} – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum [S_{\text{приб}} \cos \varphi_{\text{приб}}] \right)^2 + \left(\sum [S_{\text{приб}} \sin \varphi_{\text{приб}}] \right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}.$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяются к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,5 %, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5 % при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 1,5 мм² для медных и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

Пример 3.1. Выбрать ошиновку в цепи генератора G2 (рис. 89) и сборные шины 10 кВ. значения токов КЗ приведены в табл. 11. Принять $T_{max} = 6000$ ч, среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца 30 °C.

Таблица 11

Значения токов КЗ

Точка КЗ	Источник	$I_{no}, \text{кА}$	$I_{nb}, \text{кА}$	$I_{ab}, \text{кА}$	$i_{yd}, \text{кА}$
К – 1, $U = 110 \text{ кВ}$	Система	6,62	6,62	1,4	15
	Генераторы G1, G2	2,294	2,02	1,62	6,26
	Итого:	8,914	8,64	3,02	21,26
К – 2, $U = 10 \text{ кВ}$	Система	19,23	19,23	9,49	51,5
	Генератор G1	14,5	10,3	12,27	40,0
	Генератор G2	31,25	22,19	26,44	86,14
	Итого:	64,98	51,72	48,20	177,64

Решение. Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п. 1.3.28), поэтому выбор сечения шин производим по допустимому току.

Наибольший ток в цепи сборных шин

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cdot 0,95 \cos \varphi} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4563 \text{ А.}$$

Принимаем по табл. ПЗ.5 шины коробчатого профиля 2(125×55 × 6,5) мм² сечением 2×1370 мм², $I_{допном} = 4640 \text{ А}$.

Поправочный коэффициент на температуру воздуха (30 °C) по табл. ПЗ.8 равен 0,94 тогда $I_{доп} = 0,94 \cdot 4640 = 4362 \text{ А}$, что меньше I_{max} , поэтому выбираем шины 2(150×65 × 7) мм² сечением 2×1785 мм²; $I_{доп} = 0,94 \cdot 5650 = 5311 \text{ А} > I_{max} = 4563 \text{ А}$.

Проверка сборных шин на термическую стойкость. Интеграл Джоуля по $B_K = I_{\text{пд}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{аввкв}})$.

$$B_K = I_{\text{пд}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{з}}) = 64,98^2 (4 + 0,185) = 17670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 4$ с для цепей генераторов мощностью 60 МВт и более (время действия резервной защиты); $T_{\text{з}} = 0,185$ с на шинах электростанций 6–10 кВ с генераторами 30–60 МВт.

Параметры отдельных элементов: T1, T2 – ТДН – 40000/110, $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_K = 10,5\%$; G1, G2 – ТВФ – 63 – 2, $S_{\text{ном}} = 78,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$, $x_d'' = 0,139$; LR1 – РТОС – 10 – 4000 – 0,18

$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$, $x_p = 0,18 \text{ Ом}$; W1, W2 – I – 50 кМ, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, система С, $U = \text{const}$, $U_0 = 1$

Минимальное сечение по условию термической стойкости по формуле $q_{\text{станд}} \geq q_{\text{мин}}$.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{17670 \cdot 10^3}}{91} = 1460 \text{ мм}^2 < 2 \cdot 1785 \text{ мм}^2,$$

где $C=91$ для шин из алюминия АД1Н по табл. 11, а. Шины термически стойки, т. к.

$$q_{\text{мин}} < q = 2 \cdot 1785 \text{ мм}^2.$$

Проверка сборных шин на механическую прочность. Расчет производны без учета колебательного процесса в механической конструкции, так как шины коробчатого профиля обладают большим моментом инерции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{\text{шв-шв}} = 167 \text{ см}^2$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по табл. 8:

$$\sigma_{\text{факт}} = 2,2 \frac{I_{\text{шв}}^2}{a W_{\text{шв-шв}}} 10^{-8} = 2,2 \frac{177640^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 20,8 \text{ МПа},$$

где принято $l = 2 \text{ м}$, $a = 0,8 \text{ м}$;

$$\sigma_{\text{рач}} = \sigma_{\text{факт}} + \sigma_{\text{л}} = 20,8 + 0 < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

где $\sigma_{\text{ш}} = 0$ при жестком соединении элементов шин коробчатого профиля.

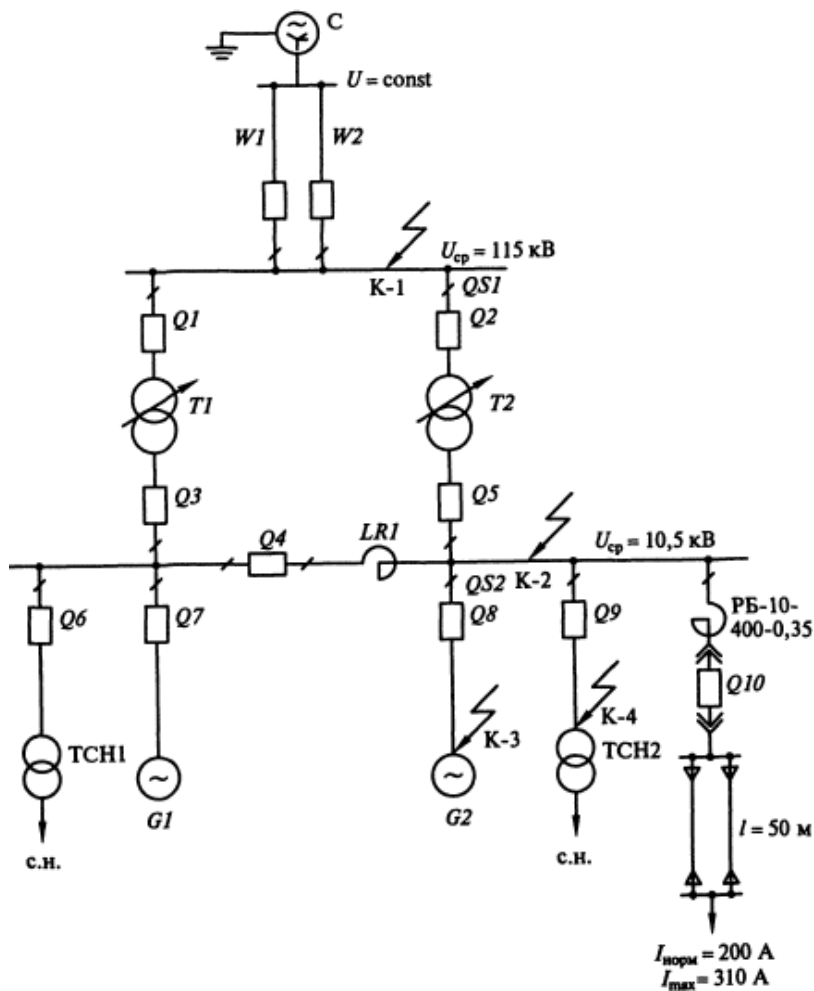


Рис. 89. Расчетная схема для выбора токоведущих частей и аппаратов

Таблица 11, а
Значение параметра C_T жестких шин

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение C_T , $A \cdot c^{1/2}/mm^2$, при начальной температуре, °C		
		70	90	120
-	Медь	170	...	...
Al	АДО	90	81	68
	АДИН	91	82	69
	АДОМ, АДІМ	92	83	70
Al-Mg-Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62
	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al-Zn-Mg	1911	71	63	53
	1915, 1915Т	66	60	51
Al-Mg-Mn	АМr5	63	57	48
-	Сталь при $\vartheta_{доп}=400^\circ C$	70	...	...
	Сталь при $\vartheta_{доп}=300^\circ C$	60	...	...

Шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ИО-10-20УЗ, $F_{разр} = 20$ кН. Высота изолятора $H_{из} = 134$ мм [3].

Проверяем изоляторы на механическую прочность. Максимальная сила, действующая на изгиб, по табл. 8

$$F_k = 1,62 \frac{c_{уд}^2 l}{a} 10^{-7} = \frac{1,62 \cdot 177640^2 \cdot 2}{0,8} 10^{-7} = 12780 \text{ Н} = 12,78 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + h/2}{H_{из}} = \frac{134 + 7 + 150/2}{134} = 1,61;$$

$$F_{расч} = k_n \cdot F_n = 1,61 \cdot 12,78 = 20,576 \text{ кН} > 0,6F_{разр} = 12 \text{ кН}.$$

Таким образом, изолятор ИО-10-20УЗ не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ИО-10-42, 50 кВУЗ:

$$F_{разр} = 42,50 \text{ кН}; H_{из} = 230 \text{ м}; F_{расч} = 1,35 \cdot 12,78 = 17,22 \text{ кН} < F_{доп} \\ = 0,6 \cdot 42,50 = 25,5 \text{ кН, где } k_n = \frac{230 + 7 + 150/2}{230} = 1,35.$$

Принимаем для крепления сборных шин опорные изоляторы типа ИО-10- 42,50 кв УЗ [3].

Выбираем проходной изолятор ИП-10/5000 – 42,5У2 [3]:
 $U_{ном} = 10 \text{ кВ}, I_{ном} = 5000 \text{ А} > I_{max} = 4563 \text{ А}; F_{разр} = 42,5 \text{ кН}.$

Проверяем изолятор на механическую прочность:
 $F_{расч} = 0,5F_n = 0,5 \cdot 12,78 = 6,39 < 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 42,5 = 25,5 \text{ кН}.$

Выбор шин в цепи генератора G2. Номинальный ток генератора (нормальный режим)

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 43,35 \text{ А}.$$

Наибольший ток в цепи генератора

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95U_{ном} \cos \varphi} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4563 \text{ А}.$$

Ошиновка в пределах закрытого РУ выбирается по допустимому току. Принимаем алюминиевые шины коробчатого профиля 2 (150×65×7) мм², такие же как для сборных шин. Расчетный ток КЗ в цепи генератора по табл. 11 $I_{п0} = 19,23+14,5=33,73 \text{ кА}$ (ветвь G1+система) меньше, чем на сборных шинах, поэтому ошиновка в цепи генератора термически стойкая.

Проверка шин на механическую прочность. Ошиновка от сборных шин до выключателя в ГРУ изображена на рис. 44, а. Примем $l = 2 \text{ м}$, $a = 0,6 \text{ м}$; швеллеры шин соединены жестко в местах крепления шин на изоляторах ($l_n = l$). По табл. 11 расчетный ток $i_{yd} = 51,5 + 40,0 = 91,5 \text{ кА}$, тогда напряжение в материале шин при взаимодействии фаз по формуле (33)

$$\sigma_{\phi \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{yd}^2 l^2}{W_{\phi} a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 2^2 \cdot 91500^2}{167 \cdot 0,6} = 5,78 \text{ МПа},$$

где $W_{\phi} = W_{y0-y0}$, по табл. ПЗ.5 $W_{y0-y0} = 167 \text{ см}^3$.

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос по формулам (37) и (38)

$$\sigma_n = \frac{f_n i_n^2}{12 W_n} = \sigma_{\phi \max} = \frac{0,5 i_{yd}^2 \cdot 10^{-7} i_n^2}{h \cdot 12 W_n} = \frac{0,5 \cdot 91500^2 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2}{0,15 \cdot 12 \cdot 14,7} = 63,3 \text{ МПа},$$

где $h = 150 \text{ мм} = 0,15 \text{ м}$; $W_n = W_{y-y} = 14,7 \text{ см}^3$ по табл. ПЗ.5;

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_n = 5,78 + 63,3 = 69,08 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ИО-10-20УЗ:

$F_{\text{разр}} = 20 \text{ кН}$; $H_{\text{из}} = 134 \text{ мм}$; $k_k = 1,61$ (см. выше):

$$\begin{aligned} F_{\text{расч}} &= k_k \cdot F_{\text{из}} = F_{\text{расч}} = k_k \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 l}{a} 10^{-7} = 1,61 \sqrt{3} \frac{91500^2 \cdot 2}{0,6} 10^{-7} \\ &= 7758 \text{ Н} = 7,758 \text{ кН} < 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 20 = 12 \text{ кН}. \end{aligned}$$

Проходные изоляторы по току I_{max} выбираем типа ИП-10/5000-42,50У2, $F_{\text{разр}} = 42,5 \text{ кН}$:

$$\begin{aligned} F_{\text{расч}} &= 0,5 \cdot F_n = 0,5 \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 l}{a} 10^{-7} = 0,5 \sqrt{3} \frac{91500^2 \cdot 2}{0,6} 10^{-7} = 2,4 \text{ кН} \\ &< 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 42,5 \text{ кН}. \end{aligned}$$

Выбор комплектного токопровода. От выводов генератора до стены главного корпуса и далее, до главного распределительного устройства токоведущие части выполняются пофазно-экранированным комплектным токопроводом. Выбираем ТЭКН – 20/7800: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 6800 \text{ А}$; $i_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$ [3].

Проверяем токопровод:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; 4563 \text{ А} < 6800 \text{ А};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; 91,5 \text{ кА} < 250 \text{ кА}.$$

Пример 3.2. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части от сборных шин до выводов трансформатора связи по условиям примера 3.1. Трансформатор ТДН – 40000/110. $T_{\text{мах}} = 6000 \text{ ч}$. Токи КЗ на шинах 110 кВ: $I_{\text{кз}}^{(3)} = 8,91 \text{ кА}$; $i_{\text{уд}} = 21,26 \text{ кА}$.

Решение. Выбор сборных шин 110 кВ, т. к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равны току наиболее мощного присоединения, в данном случае трансформатора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А}.$$

$$I_{\text{мах}} = 1,4I_{\text{ном}} = 294 \text{ А}.$$

По табл. П3.1 принимаем АС – 95/16: $q = 95 \text{ мм}^2$, $d = 13,5 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как $I_{\text{кз}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ [12, п. 4.2.56].

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [3].

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ 70 мм². Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, а также для пояснения методики расчета проведем проверочный расчет.

По формуле $E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$ начальная критическая напряженность

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,82}}\right) = 33,8 \text{ кВ/см.}$$

По формуле $E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ск}}}{r_0}}$ напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ск}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{0,88 \lg \frac{1,14 \cdot 200}{0,88}} = 22,94 \text{ кВ/см.}$$

Здесь принято $U=121$ кВ, т. к. на шинах электростанции поддерживается напряжение $1,1U_{\text{ном}}$.

Условие проверки:

$$11,07E \leq 0,9E_0:$$

$$1,07 \cdot 22,94 = 24,5 < 0,9 \cdot 33,8 = 30,42.$$

Таким образом, провод АС-95/16 по условиям короны проходит.

Токоведущие части от выводов 110 кВ трансформатора до сборных шин выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_s = \frac{1A}{\text{мм}^2}$ (см.табл. 9):

$$q_s = \frac{I_{\text{ном}}}{J_s} = \frac{210}{1} = 210 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два провода в фазе АС-95/16: наружный диаметр 13,5 мм; допустимый ток 330 А.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{\text{табл}} = 294A < I_{\text{дол}} = 660A.$$

Проверку на термическое действие тока согласно [3] не производим.

Проверку на коронирование также не производим, т. к. выше было показано, что провод АС-95/16 не коронирует.

Пример 3.3. Выбрать кабель к электродвигателю собственных нужд мощностью 550 кВт; $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 74 \text{ А}$ (рис. 90). Результаты расчета токов КЗ приведены в табл. 11. Кабель прокладывается внутри сырого помещения в канале, $U_0 = 35^\circ \text{C}$, $T_{max} = 3500 \text{ ч}$.

Решение. Выбираем сечение кабеля по экономической плотности тока

$$q_a = \frac{I_{ном}}{j_a} = \frac{74}{1,4} = 52,8 \text{ мм}^2,$$

где $j_a = 1,4 \text{ А/мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами при $T_{max} = 3500 \text{ ч}$. Принимаем кабель марки ААШв, $U=6 \text{ кВ}$.

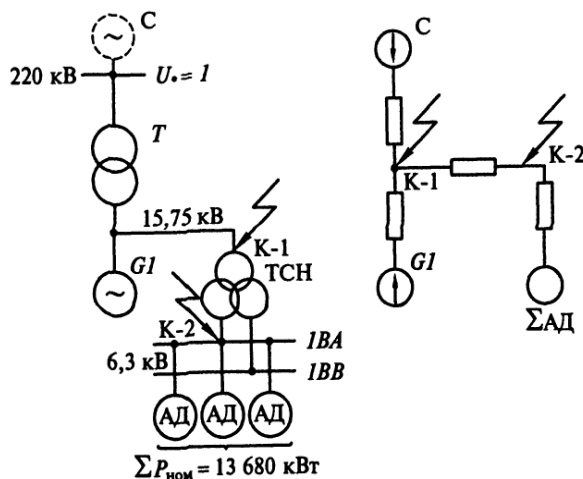


Рис. 90. Расчетная схема и схема замещения для выбора токоведущих частей и аппаратов в цепи трансформатора собственных нужд и отходящих линий

Параметры отдельных элементов:

Т-ТДН-250000/220, $U_k = 11\%$; G-ТВВ-200-2, $S_{ном} = 235 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $x_{г\text{ном}}^U = 0,191$; ТСН-25000/15,75, $U_{квн-нн} = 9,5\%$.

Трехжильный, сечением $3 \times 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 110 \text{ А}$, поправочный коэффициент на температуру воздуха, $k_2 = 0,87$, тогда $I_{\text{доп}} = k_2 I_{\text{доп.ном}} = 0,87 \cdot 110 = 95,7 \text{ А} > 74 \text{ А}$.

Для проверки кабеля по термической стойкости определяем тепловой импульс (интеграл Джоуля) от двух ветвей – система+генератор и двигатели собственных нужд:

$$B_K = I_{\text{НОС}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{в.ок}}) + I_{\text{ПОД}}^2 (0,5 T_{\text{д}}' + T_{\text{в.ок}}) + 2 I_{\text{НОС}} I_{\text{ПОД}} (T_{\text{д}}' + T_{\text{в.ок}}) = \\ 12,4^2 (0,22 + 0,051) + 9,12^2 (0,5 \cdot 0,06 + 0,051) + 2 \cdot 12,4 \cdot 9,12 \cdot (0,66 + 0,051) = 73,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 73,49 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{откл.а}} = 0,1 + 0,12 = 0,22 \text{ с}$; $T_{\text{д}} = 0,06 \text{ с}$ [3.3];

$I_{\text{НОС}} = 12,4 \text{ кА}$; $I_{\text{ПОД}} = 9,12 \text{ кА}$;

$$T_{\text{в.ок}} = \frac{T_{\text{в.д}} I_{\text{НОС}} + T_{\text{в.д}} I_{\text{ПОД}}}{I_{\text{НОС}} + I_{\text{ПОД}}} = \frac{0,06 \cdot 12,4 + 0,04 \cdot 9,12}{12,4 + 9,12} = 0,051 \text{ с}.$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{73,49 \cdot 10^6}}{90} = 95,3 \text{ мм}^2,$$

где $C=90$ по табл. 11, а.

Таблица 12

Значение токов КЗ

Точка КЗ	Источник	, кА	, кА		
К-1 U=15,75кВ	Система	83,6	83,6	35,36	227,18
	Генератор G1	46,0	34,5	38,9	127,7
	Итого:	129,6	118,1	74,26	354,88
К-2 U=15,75кВ	Система +G1	12,4	12,4	3,93	32,17
	Двигатель с.н, секции 1 В	9,12	2,2	2,57	21,22
	Итого:	21,52	14,6	6,5	53,39

Выбираем кабель ААШв $3 \times 95 \text{ мм}^2$.

Примечание. На первый взгляд, подсчет интеграла Джоуля усложнен. Проверим к какому результату приведет объединение ветвей от системы+генератор и двигателей собственных нужд.

Общий ток

$$I_{\text{ПОС}} = I_{\text{ПОС}} + I_{\text{ПОС}} + I_{\text{ПОД}} = 12,4 + 9,12 = 21,52 \text{ кА.}$$

Принимая $t_{\text{откл}} = 0,22 \text{ с}$, $T_{\text{в.ск}} = 0,051$, получим значение интеграла Джоуля:

$$\begin{aligned} W_K &= I_{\text{ПОС}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{в.ск}}) = 21,52^2 (0,22 + 0,051) = 125,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\ &= 125,38 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_K}}{C} = \frac{\sqrt{125,38 \cdot 10^3}}{90} = 124,4 \text{ мм}^2 > 95 \text{ мм}^2,$$

Следовательно, придется принять кабель сечением 150 мм^2 , таким образом, упрощение расчета приведет к неоправданному перерасходу кабелей.

Пример 3.4. Выбрать сечение кабеля в линии, присоединенной к шинам 10,5 кВ через реактор РБ-10-400-0,35: $I_{\text{норм}} = 200 \text{ А}$; $I_{\text{макс}} = 310 \text{ А}$; $x_p = 0,35 \text{ Ом}$. Кабель прокладывается в кабельном полуэтаже закрытого распределительного устройства, $U_0 = 30^\circ \text{С}$, $T_{\text{макс}} = 4500 \text{ ч}$.

Решение. Выбираем кабель ААГ, 10кВ, трехжильный, экономическое сечение

$$q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{k_3} = \frac{200}{1,4} = 142,85 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два кабеля по 95 мм^2 , $I_{\text{дол.норм}} = 155 \text{ А}$. Поправочный коэффициент на температуру воздуха по табл.ПЗ.8. $k_2 = 0,93$, тогда

$I_{\text{дел}} = 0,93 \cdot 155 \cdot 2 = 288,3 \text{ A} < I_{\text{макс}} = 310 \text{ A}$, поэтому увеличиваем сечение до 120 мм^2 ,

$I_{\text{долном}} = 185 \text{ A}$, $I_{\text{дел}} = 0,93 \cdot 185 \cdot 2 = 344,1 \text{ A} > I_{\text{макс}} = 310 \text{ A}$.

Термическая стойкость определяется по току КЗ за пучком кабелей (ПУЭ, п.1.4.17).

В условиях примера 4.1 приведена таблица токов КЗ, из которой находим $I_{\text{ПОС}} = 64,98 \text{ кА}$ на шинах 10,5 кВ, в точке К-2 (до реактора).

Сопротивление ветви от системы и генераторов.

$$X_{\Sigma} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{ПОС}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 64,98} = 0,089 \text{ Ом}.$$

Сопротивление реактора $X_p = 0,35 \text{ Ом}$; индуктивное сопротивление одного кабеля $X_{\text{каб}} = x_{\text{уд}} l = 0,08 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,004 \text{ Ом}$; активное сопротивление $r_{\text{каб}} = r_{\text{уд}} l = 0,28 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,014 \text{ Ом}$;

$$\begin{aligned} Z_{\text{свз}} &= \sqrt{\left(X_y + X_p + \frac{X_{\text{каб}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r_{\text{каб}}}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(0,089 + 0,35 + \frac{0,004}{2}\right)^2 + \left(\frac{0,014}{2}\right)^2} = \\ &= 0,442. \end{aligned}$$

Ток КЗ за пучком кабелей

$$I_{\text{кЗ}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,442} = 13,73 \text{ кА}.$$

По каждому кабелю проходит ток КЗ $13,73/2=6,865 \text{ кА}$. Подсчитываем интеграл Джоуля, учитывая, что на линии основная релейная защита – максимальная токовая с выдержкой времени $t_{\text{р.з}} = 0,8$, выключатель, установленный на линии – вакуумный ВВТЭ-10/630, имеющий $t_{\text{откл}} = 0,05 \text{ с}$, величина $T_a = 0,1 \text{ с}$ (КЗ за реактором), тогда

$$\begin{aligned} W_{\text{к}} &= I_{\text{кЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 6,865^2 (0,8 + 0,05 + 0,1) \\ &= 44,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 44,77 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{S_K}}{C} = \frac{\sqrt{44,77 \cdot 10^3}}{100} = 67 \text{ мм}^2,$$

где $C=100$ определяется по табл. 11, а.

Таким образом, выбранные кабели по 95 мм² термически стойкие.

Пример 3.5. Выбрать выключатель Q2 и разъединитель QS1 в цепи трансформатора связи Т2 (см. рис. 79); выключатель Q8 и разъединитель QS2 в цепи генератора G2. Все необходимые данные приведены в условии примера 3.1.

Решение. Выбираем выключатель Q2 и разъединитель QS1. Расчетные токи продолжительного режима.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{норм}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 210 = 294 \text{ А}.$$

Таблица 13

Расчетные в каталожные данные

Расчетные данные	Выключатель ВВК-110Б-20	Разъединитель РГН-110/1000УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{кт}} = 8,64 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ А}$	-
$I_{\text{от}} = 3,02 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}}{100} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 20 = 5,65 \text{ кА}$	-
$I_{\text{пд}} = 8,914 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	-
$I_{\text{уд}} = 21,26 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$S_K = 17,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 14

Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель МГГ-10-45	Разъединитель РВК-10-5000
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 4563 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
$I_{нт} = 29,53 \text{ кА}$	$I_{откл} = 45 \text{ кА}$	-
$I_{ог} = 21,76 \text{ кА}$	$i_{анон} = \frac{\sqrt{2} \beta_{ном} I_{отклном}}{100} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,20 \cdot 45 = 12,69 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} I_{нт} + I_{ог} =$ $\sqrt{2} \cdot 29,53 + 21,76 = 63,39$	$\sqrt{2} I_{откл} \left(\frac{\beta_{ном}}{100} \right) =$ $\sqrt{2} \cdot 45 (1 + 0,20) = 76,1$	-
$I_{по} = 33,73 \text{ кА}$	$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	-
$I_{уд} = 91,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 120 \text{ кА}$	-
$W_k = 33,73^2 (4 + 0,14) = 4710$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 45^2 \cdot 4 =$ $8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 70^2 \cdot 10$ $49000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель Q2 и разъединитель QS1 входят в первую расчетную зону (см. рис. 34) и выбирают ся по суммарным токам КЗ на шинах повышенного напряжения (точка К-1 на рис. 79). По табл. 11 определяем расчетные токи КЗ:

$$I_{по} = 8,914 \text{ кА}; I_{нт} = 8,64 \text{ кА}; i_{ог} = 3,02 \text{ кА}; i_{уд} = 21,26 \text{ кА};$$

$$W_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a) = 8,914^2 (0,2 + 0,02) = 17,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$ по рис. 34 (зона I); $T_a = 0,02 \text{ с}$. Выбираем по табл. П.4.4. вакуумный выключатель ВВК-110Б-20, по табл. П4.1 – разъединитель РГН-110/1000ухл1 (разъединитель для наружной установки с горизонтальными ножами, изготовитель ЗАО ВЗВА (г. Великие Луки). Все каталожные и расчетные величины сведены в табл. 13.

Результаты выбора выключателя Q8 и разъединителя QS2 в цепи генератора G2 сведены в табл. 14.

Примечание. По условию отключения аperiodического тока КЗ выключатель не проходит, согласно ГОСТ 687-78Е проведена проверка по полному току КЗ.

Пример 3.6. выбрать трансформаторы тока для присоединения измерительных приборов в цепи трансформатора с.н. 10 МВА на стороне 6,3кВ (рис.91). ударный ток КЗ интеграл Джоуля.

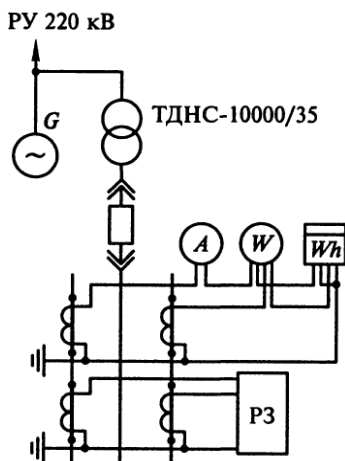


Рис. 91. Измерительные приборы в цепи трансформатора собственных нужд (к примеру 3.6)

Решение. Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора с.н. равен его номинальному току, так как перегрузка трансформатора с.н. не допускается:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917 \text{ A.}$$

По табл. П.4.5 подбираем трансформатор тока ТПОЛ 10-УЗ, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}$ с двумя магнитопроводами 0,5/10P, $k_{\text{дин}} = 69$, $k_{\text{терм}} = 27$, $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$, допустимая нагрузка измерительной обмотки $S_{\text{дин}} = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$\sqrt{2}I_{\text{ном}}k_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 69 = 97,29 \text{ кА};$$

$$(I_{\text{ном}}k_{\text{тер}})^2 t_{\text{тер}} = (1 \cdot 37)^2 \cdot 3 = 9583 > B_k 135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверяем измерительную обмотку трансформатора тока по вторичной нагрузке.

Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А-3,5 В·А (табл. 15). Общее сопротивление приборов фазы А

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока многожильные контрольные кабели с поливинилхлоридовой изоляцией с медными жилами ($\rho = 0,0175$), т. к. Установленная мощность электростанции превышает 100 МВт. Сопротивление контактов r_k принимаем 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2} - 0,14 - 0,05 =$$

$$\frac{10}{5^2} - 0,14 - 0,05 = 0,21 \text{ Ом}$$

Таблица 15

Вторичная нагрузка трансформатора тока (к примеру 3.4)

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	D-335	0,5	-	0,5
Счетчик	Саз-681	2,5	-	2,5
Итого:		3,5	-	3,0

Примечание. Перечень необходимых приборов принят по справочникам.

Сечение проводов

$$q = \frac{P_{\text{расч}}}{\eta_{\text{тр}}} = \frac{0,0175\sqrt{3} \cdot 25}{0,21} = 3,125 \text{ мм}^2,$$

где $I_{\text{расч}} = \sqrt{3}I$, l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов; принимаем для присоединений трансформаторов с.н. блочных электростанций 25 м.

Принимаем стандартные сечение 4 мм².

Контрольные вопросы

1. Какие типы проводников применяется в следующих цепях ТЭЦ:

а) сборные шины; б) цепь генератора; в) цепь трансформатора связи со стороны ВН и НН; г) цепь линии 6–10 кВ; д) цепи линии 35–110 кВ?

2. Какие типы проводников применяются на блочных КЭС основных цепях?

3. В каких цепях проводники не проверяются по экономической плотности тока?

4. Какие конструктивные меры можно предпринять, если жесткие шины не проходят по электродинамической стойкости?

5. Какие способы гашения дуги применяются в аппаратах до 1 кВ и выше?

6. Какую форму имеет плавкая вставка в предохранителях типов ПР и ПН? Для какой цели принята такая форма?

7. Каково назначение контакторов и пускателей, чем они различаются?

8. Назовите достоинства и недостатки бесконтактных коммутационных аппаратов.

9. Почему разъединителем нельзя отключить ток нагрузки?

10. Каково назначение масла в масляных баковых и мало-масляных выключателях?

11. Чем осуществляется гашение дуги в воздушных и элегазовых выключателях?

12. В чем заключаются достоинства вакуумных выключателей по сравнению с масляными и воздушными?

13. В чем заключается модульный принцип построения выключателей? Для каких типов выключателей применяется этот принцип?

14. Сколько витков имеет вторичная обмотка одновиткового трансформатора тока с коэффициентом трансформации 600/5?

15. Как изменяется погрешности трансформатора тока, если вторичная нагрузка увеличивается вдвое по сравнению с номинальной?

16. Почему в схемах контроля изоляции нельзя применять трехфазные трехстержневые трансформаторы напряжения?

17. Чем отличаются однофазные трансформаторы напряжения ЗНОМ-35 от НОМ-35?

18. Как достигается равномерность загрузки отдельных частей обмотки ВН каскадного трансформатора напряжения?

19. На какие напряжения применяются емкостные трансформаторы НДЕ?

20. Для какой цели применяются измерительные преобразователи?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Концепция технического перевооружения тепловых электростанций// *Электрические станции*. – 2001. - № 12. –С. 57 – 62.
2. *Неклепаев П.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанции и подстанции (справочный материалы). – 4-е изд. перераб. и доп. –М.: Электроатомиздат. 1989. –608 с.
3. *Обабков В.К., Обабкова Н.Е.* О возможности создания автокомперсатора емкостных токов дугогасящего реактора с подмагничиванием.// *Электрические станции*. – 2000. № 10.
4. Энергетические показатели высокоманевренных ПГУ – ТЭЦ с дожиганием топлива.// *Электрические станции*. – 1997. №2.
5. *Ценов В.Д., Буров В.Д., Зауер А.Г.* Повышение экономичности энергетических установок электростанции.// *Электрические станции*. – 2001. №12.
6. *Маргулова Т.Х., Подушко Л.К.* Атомные электрические станции. –М.: Электроатомиздат. 1982. – 264 с.
7. *Скалкин Ф.В., Канаев А.А., Кони И.З.* Энергетика и окружающая среда. – Л.: Энергодизат. 1981. – 280 с.
8. *Рожкова Л.Д., Козулин В.С.* Электрооборудования станций и подстанций. –М.: Электроатомиздат. 1987. –648 с.
9. Итоги работы топливно-энергетического комплекса и Минэнерго в России за 2001 год, текущие проблемы и задачи на 2002 год.// *Электрические станции*. – 2002. №6.
10. *Маргулова Т.Х.* Атомные электрические станции. Учебник для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. М.: Высш.шк. 1984.–304 с.
11. Долинин И.В., Иванов А.Б. Развитие ТЭЦ – 27: Паровой энергоблок или ПГУ.// *Электрические станции*. – 2002. №10.
12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. изд. и изм. и доп. –М.: Госэнергозавод. 2001. – 984 с.
13. Правила технической эксплуатации электрических станции и сетей Российской Федерации. РД. 34.20.504.95. – 15-е изд. изд. –М.: ОРГРЭС. 1996.
14. Электрическая часть и подстанции./*А.А.Васильев, Крючков и др.*/ Под.ред. *А.А.Васильева*. –М.: Электроатомиздат. 1990. –562 с.

15. *Беляева Е.Н.* Как рассчитать ток короткого замыкания./ –М.: Электроатомиздат. 1983. –136 с.
16. *Руцкий А.И.* Электрические станции и подстанции. Ч.1. – Киев. Выщ.шк. 1974. –438с.
17. *Таев И.С.* Электрические аппараты управления. - 2-е изд. –М.: Электроатомиздат. – 1987. – 544с.
18. *Родштейн Л.А.* Электрические аппараты. - 3-ое изд. – М.: Энергоиздат. 1981. – 304с.
19. Справочник по электрическим аппаратом высокого напряжения./*Н.М.Адоньев, В.В.Афанасьев, И.М.Ботрник и др.*– Л.: Электроатомиздат. – 1987. – 544с.
20. *Семчинов А.М.* Токопроводы промышленных предприятий. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Электроатомиздат. 1981. – 204 с.
21. Руководящие по объему оснащения тепловых электрических станций контрольно-измерительными приборами, средствами регулирования, технологической защиты, блокировки и сигнализации. – М.ЦНТИ. – 1988. – 66с.
22. Разъединители серии РГ. Каталог ЗАО «Завод электрического оборудования». – Великие Луки, 2001.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1.	Электрические схемы электрических станций и подстанций.....	4
1.1.	Основные требования к главным схемам электроустановок.....	6
1.2.	Структурные схемы ЭС и ПС.....	10
1.3.	Задание на технический проект ЭС, ПС.....	12
1.4.	Требования, предъявляемые к схемам электроустановок.....	14
1.5.	Схемы тепловых конденсационных ЭС.....	15
1.6.	Схемы теплофикационных ЭС.....	22
1.7.	Схемы атомных ЭС.....	26
1.8.	Схемы гидростанций и гидроаккумулирующих станций.....	28
2.	Электрические машины ЭС.....	34
2.1.	Синхронные генераторы, принципы действия..	34
2.2.	Номинальные параметры и условия работы генераторов.....	36
2.3.	Системы охлаждения генераторов.....	44
2.4.	Возбуждение синхронных генераторов.....	55
2.5.	Режимы работы генераторов.....	59
3.	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.....	63
3.1.	Типы трансформаторов и их параметры.....	63
3.2.	Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов.....	68
3.3.	Элементы конструкции силовых трансформаторов.....	70
3.4.	Системы охлаждения силовых трансформаторов.....	75
3.5.	Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов.....	79
3.6.	Регулирование напряжения трансформаторов..	83
3.7.	Синхронные и статические компенсаторы.....	87
3.8.	Синхронные компенсаторы.....	87
3.9.	Статические компенсаторы.....	90

3.10.	Электрические аппараты, токоведущие части и защитные устройства	92
3.10.1.	Расчетные условия для выбора проводников у аппаратов по продолжительным режимам работы.	92
3.11.	Шины распределительных устройств и силовые кабели.....	97
3.11.1.	Типы проводников, применяемых в основных электрических цепях.....	97
3.11.2.	Выбор жестких шин.....	99
3.11.3.	Выбор гибких шин и токопроводов.....	113
3.12.	Гашение электрической дуги.....	121
3.12.1.	Условия возникновения и горения дуги.....	121
3.12.2.	Гашение дуги.....	123
3.13.	Неавтоматические выключатели.....	129
3.13.1.	Коммутационные аппараты до 1 кВ.....	129
3.13.2.	Предохранители.....	132
3.13.3.	Автоматические выключатели.....	137
3.13.4.	Контакторы и пускатели.....	147
3.13.5.	Бесконтактные коммутационные устройства...	152
3.14.	Коммутационные аппараты выше 1кВ.....	156
3.14.1.	Общие сведения.....	156
3.14.2.	Разъединители для внутренней установки.....	159
3.14.3.	Разъединители для наружной установки.....	161
3.14.4.	Короткозамыкателя и отделители.....	166
3.14.5.	Выключатели нагрузки.....	167
3.14.6.	Плавкие предохранители выше 1кВ.....	169
3.15.	Выключатели высокого напряжения.....	172
3.15.1.	Общие сведения.....	172
3.15.2.	Воздушные выключатели.....	175
3.15.3.	Электромагнитные выключатели.....	184
3.15.4.	Вакуумные выключатели.....	186
3.15.5.	Элегазовые выключатели.....	192
3.15.6.	Выбор выключателей.....	194
3.16.	Измерительные трансформаторы тока.....	197
3.17.	Конструкции трансформаторов тока.....	199
3.18.	Измерительные трансформаторы напряжения..	204
3.18.1.	Общие сведения и схемы соединения.....	204
3.18.2.	Конструкции трансформаторов напряжения....	207

3.19.	Выбор измерительных трансформаторов.....	209
3.19.1.	Выбор трансформаторов тока.....	209
3.19.2.	Выбор трансформаторов напряжения.....	212
	Контрольные вопросы.....	230
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	232

Учебное издание

Амангелди Бекбаевич Бекбаев
Ляззат Абдисалиевна Байназарова

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Нач. ОПиППР
Редактор
Компьютерная верстка

*З. А. Губайдулина
Г. М. Дюсенбаева
А. А. Кадирсизова*

Подписано в печать 28. 11. 2016 г.

Тираж 300 экз. Формат 60x84 1/16. Бумага типогр. №1.
Уч.-изд.л. 14,8. Усл.п.л 13,8. Заказ № 767. Цена договорная.

Издание Казахского национального исследовательского
технического университета им. К.И. Сатпаева
Департамент по связям с общественностью
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-997-8

