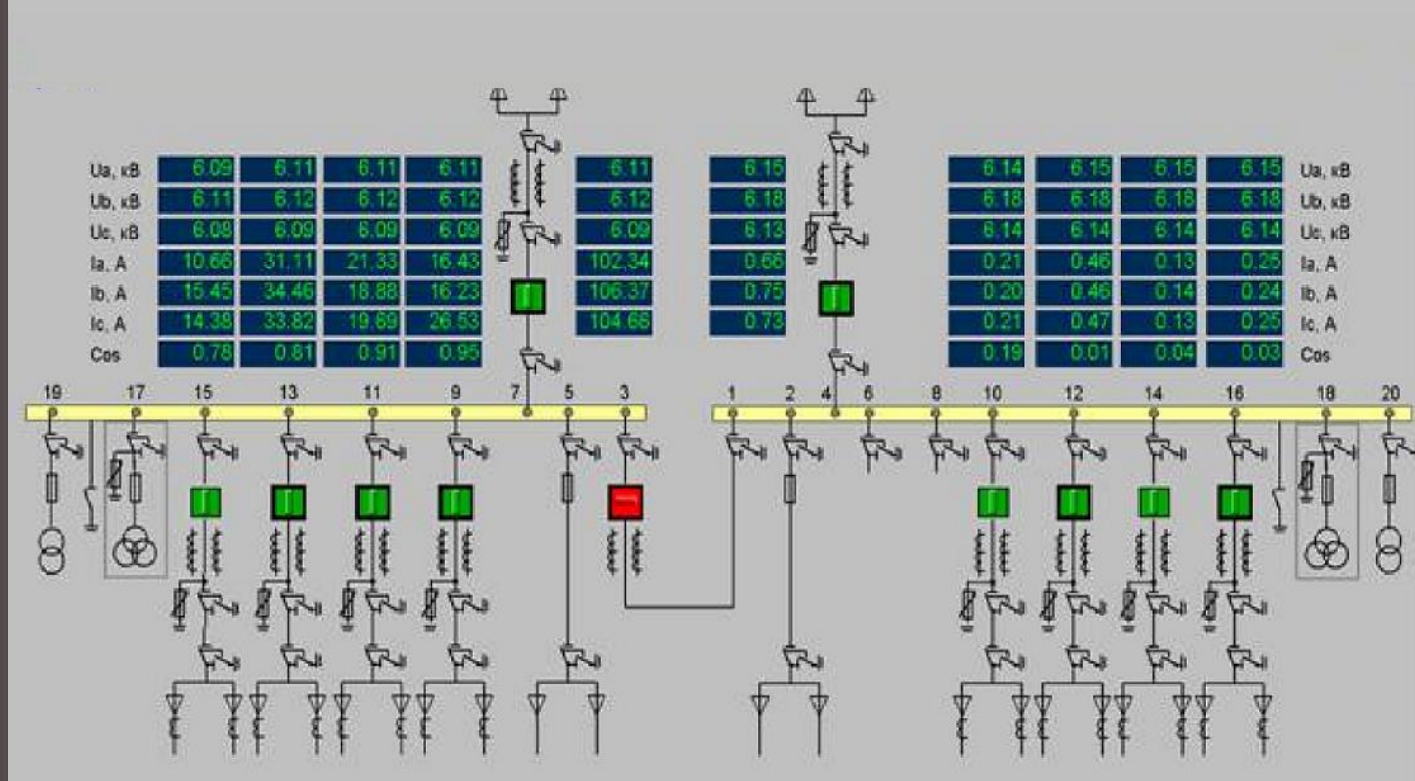


А. Р. Упит

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ



УДК 621.311.2.06
621. 316.925

Упит А.Р. Конспект лекций по дисциплине «Электрическая часть станций и подстанций», для всех форм обучения специальности 140.200 «Электроснабжение»;

А. Р. Упит / Электронное издательство АлтГТУ. – Барнаул : 2015. – 131 с.

Рассмотрено и одобрено на заседании кафедры ЭПП.
Протокол № 1 от 18. 02. 2015 г.

Введение

1. Цель дисциплины

Изучение электрооборудования первичных цепей электрических станций и подстанций (токопроводов, трансформаторов тока и напряжения, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, генераторов и синхронных компенсаторов, коммутационной аппаратуры, батарей статических компенсаторов, реакторов).

Изучение схем электрических соединений станций и подстанций их выбор и проектирование.

Особенности производства, преобразования, распределения, передачи и потребления электрической энергии и режимы работы электроустановок (ЭУ).

Требования к качеству электрической энергии, методы и способы её обеспечения. Изучаются графики электрических нагрузок и технико-экономические показатели получаемые из них.

Дисциплина, «Электрическая часть станций и подстанций» (ЭЧСП), является прикладной наукой которая, используя достижения фундаментальных наук, решает практические задачи исследования, создания и совершенствования проектируемых или реконструируемых ЭУ.

Задачи фундаментальных наук – это получение новых основополагающих знаний, а также выяснение закономерностей изучаемых явлений.

Прикладная наука ставит перед собой конкретную задачу, достижения конечной цели с минимально возможными затратам средств и времени.

Так, например, при проектировании (реконструкции) ЭУ предъявляются следующие два основных требования: *надёжность и экономичность*. Два этих требования, как правило, вступают в противоречие. Для создания высоконадёжной ЭУ требуются значительные затраты средств и времени.

Если ограничены или чётко заданы средства и время на создание ЭУ, то требуется, используя только их создать ЭУ с максимально возможной надёжностью.

Надёжность тесно связана с различными сторонами эксплуатации электроустановок. *Надёжность* - свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения его эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортировки.

Надёжность применительно к системам электроснабжения: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. При этом объект должен быть работоспособным.

Как правило, имеются несколько вариантов электрических схем обеспечивающих требуемую надёжность для создания ЭУ. Производится сравнения таких вариантов по конечным полным приведенным затратам, с учётом возможных, в конкретных условиях, технических и технико-экономических ограничений.

$$Z_i = I_i + E_H \cdot K_i + Y_i \rightarrow \min;$$

где i - номер варианта; I – годовые издержки (эксплуатационные расходы) руб./год; K – капиталовложения, руб.; E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; Y – возникающий ущерб, руб.

Когда варианты оказываются равноэкономичными, для окончательного выбора варианта приходится учитывать ряд дополнительных факторов: удобство и безопасность эксплуатации, перспективы развития и использования, срок окупаемости, влияние на окружающую среду.

Производство, преобразования, распределение и потребление электрической энергии это специфический вид производства, имеющий следующие важные отличия:

- это единство режима производства и потребления электрической энергии, т. е. какое количество электрической энергии в данный момент требует потребитель, такое количество производитель должен обеспечить;
- при транспортировке электрической энергии от производителя к потребителю она тратит сама себя, эти затраты на транспортировку традиционно называют *потерями электрической энергии*.

Эти две особенности производства и потребления электрической энергии приходится всё время учитывать при проектировании ЭУ, её монтаже и наладке, эксплуатации, реконструкции и ремонте.

2. Потребление электрической энергии. Требования к качеству энергии и надёжности электроснабжения

2.1 Графики электрических нагрузок

Основными потребителями электрической энергии являются; промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, строительство, сельское хозяйство, бытовые и коммунальные потребители городов и рабочих посёлков, собственные нужды электрических станции и подстанций. Приёмниками электрической энергии являются различного рода технологические установки, электрические двигатели асинхронные и синхронные, осветительные приборы. Кроме того имеется технологический расход электроэнергии, связанный с её передачей и распределением в электрических сетях.

Потребление электрической энергии отдельными потребителями в течение суток, месяца, года неравномерно, это объясняется работой предприятий в одну, две и три смены. В выходные и праздничные дни нагрузка естественно не равна нагрузке в обычные рабочие дни. В зимние месяцы потребляется значительно больше электроэнергии, чем в летние, и зависит от продолжительности светового дня, температуры окружающего воздуха.

Значительную неравномерность нагрузки вносят осветительные приборы, потребление которых возрастает в утренние и вечерние часы. и значительный спад в дневное и ночное время.

Режим потребления и производства электроэнергии может быть представлен графиком нагрузки – зависимостью полной (S кВА), активной (P кВт) и реактивной (Q кВАр) мощности от времени. Различают следующие типы графиков нагрузки: суточные, суточные сезонные (летний минимум и зимний максимум), годовой график по продолжительности

Для главных понижающих подстанций (ГПП) питающих значительные группы потребителей удобно пользоваться графиком нагрузки, отображающим суточное изменение полной мощности S кВА. На рисунке 1 представлен график нагрузки района города с коммунально-бытовой и промышленной нагрузками.

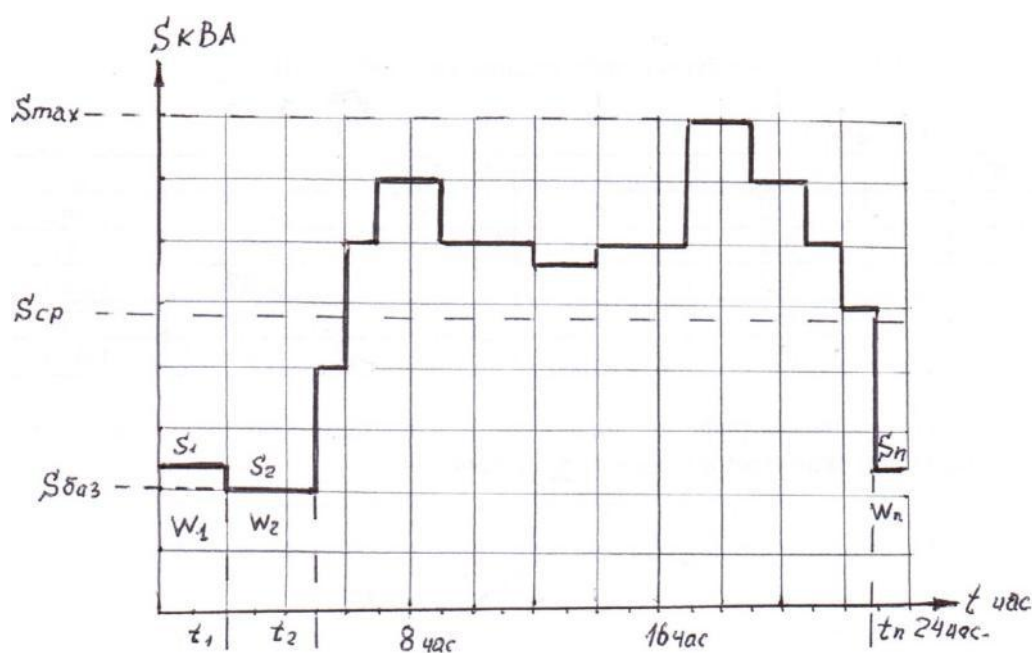


Рисунок 1. Суточный график нагрузки района города

На графике нагрузки показаны основные величины: $S_{баз}$ – это минимальная нагрузка присутствующая всегда за рассматриваемый промежуток времени,

S_{max} – максимальное значение S за рассматриваемый промежуток времени.

Зная на каждой ступени графика нагрузок величины S_1, S_2, \dots, S_n , время их действия t_1, t_2, \dots, t_n , определяется электрическая энергия для каждой ступени графика $W_1 = S_1 \cdot t_1, W_2 = S_2 \cdot t_2, \dots, W_n = S_n \cdot t_n$ (кВА·час). Находят суммарную потребленную электроэнергию за сутки $W_{\Sigma} = W_1 + W_2 + \dots + W_n$.

Разделив $W_{\Sigma}/t_{24}=W_{cp}$ определяется средняя нагрузка за сутки. Отношение W_{cp} к W_{max} определяет коэффициент заполнения графика $K_3 = \frac{W_{cp}}{W_{max}} \approx 0,7$;

Коэффициент резерва $K_P = 1 - K_3 \approx 0,3$. Коэффициент неравномерности графика $K_{HP} = \frac{S_{min}}{S_{max}}$.

Отношение $\frac{W_{\Sigma}}{S_{MAX}} = T_{MAX}$; эту величину называют, продолжительностью использования максимальной нагрузки.

Построение годового графика нагрузок по продолжительности производится по двум сезонным суточным графикам, летнего минимума и зимнего максимума. Продолжительность действие летнего и зимнего графиков нагрузок зависит от климатического района и для Алтайского края время действия летнего графика 152 суток, а зимнего 213 суток. На рисунке 2 показана последовательность построения годового графика нагрузок по продолжительности их действия.

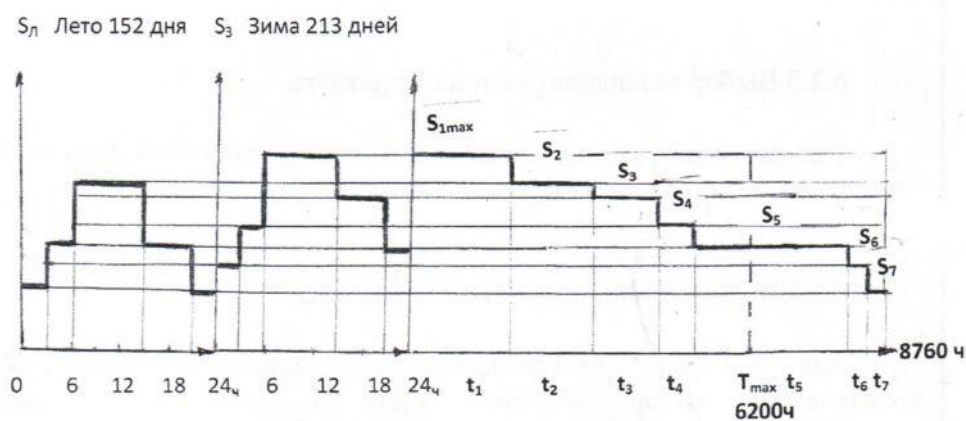


Рисунок 2. Построение годового графика по продолжительности.

На одной временной оси, в одном масштабе строятся суточный график летнего минимума и зимнего максимума. На этой же оси откладывается число часов в году 8760, в другом выбранном масштабе. Проводятся характерные прямые для каждой ступени летнего и зимнего графиков. Время действия максимальной нагрузки зимнего графика 9 часов. Умножая это время на количество дней действия зимнего графика, получаем количество часов действия максимальной нагрузки в течение года (первая ступень S_{1max} , t_1). Вторая ступень состоит из нагрузки летнего и зимнего графиков. Умножая время действия нагрузки летнего графика на 152, а зимнего на 213, и складывая эти времена, получаем время действия нагрузки второй ступени годового графика по продолжительности (S_2 , t_2). Такие расчёты ведутся для каждой ступени суточных графиков, при этом получаем годовой график по продолжительности.

Зная мощность на каждой ступени годового графика, и время её действия можно получить количество электрической энергии W кВА·час для каждой ступени $S_{1max} \cdot t_1 = W_{1max}$. Суммируя всю электроэнергию для каждой ступени, определяется общая электроэнергия потреблённая ЭУ или выработанная электро-

станцией за год $W_{\Sigma год}$. Определяется время продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{max} = \frac{W_{\Sigma}}{S_{1 max}} = 6200$ часов. T_{max} является одним из важных технико-экономических показателей работы ЭУ.

По значению T_{max} определяется время наибольших потерь τ час. На рисунке 3 представлен график зависимости времени наибольших потерь от продолжительности использования максимальной нагрузки.

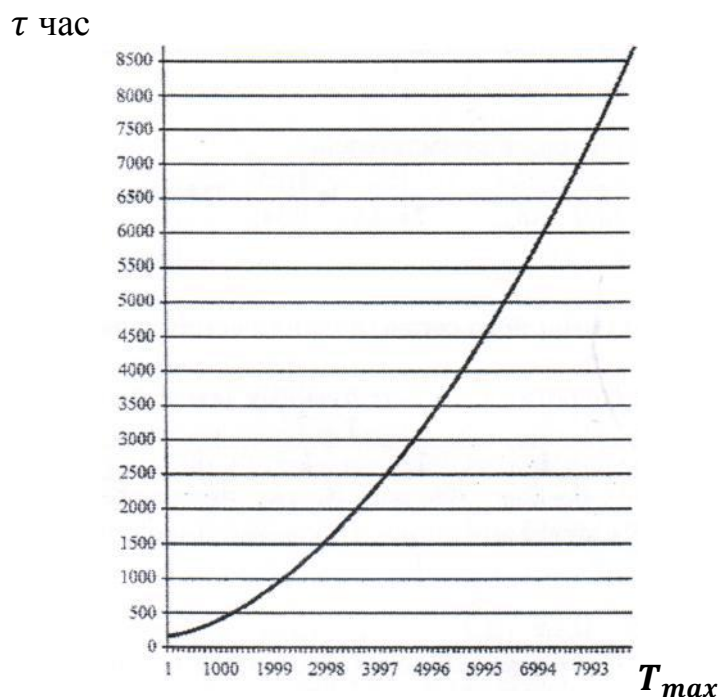


Рисунок 3. Зависимость времени наибольших потерь τ час. от продолжительности использования максимальной нагрузки T_{max} . При $T_{max} = 6200$ часов время наибольших потерь $\tau = 4700$ часов.

2.2 Требования, предъявляемые к качеству электрической энергии (КЭ)

Качество электрической энергии это степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям. В свою очередь, параметр электрической энергии — величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии. Под параметрами электрической энергии понимают напряжение, частоту, форму кривой электрического тока. КЭ является составляющей электромагнитной совместимости, характеризующей электромагнитную среду. КЭ может меняться в зависимости от времени суток, погодных и климатических условий, изменения нагрузки энергосистемы, возникновения аварийных режимов в сети и т.д. Снижение КЭ может привести к заметным изменениям режимов работы электроприёмников и в результате уменьшению производительности рабочих механизмов, ухудшению качества продукции, сокращению срока службы электрооборудования, повышению вероятности аварий.

В России показатели и нормы КЭ в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети или электроустановки потребителей устанавливаются Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (от 22 июля 2013 г. N 400-ст).

В связи с развитием рыночных отношений в электроэнергетике электроэнергию следует рассматривать не только как физическое явление, но и как товар, который должен соответствовать определённому качеству и требованиям рынка. Федеральный закон «Об электроэнергетике» определяет ответственность энергосбытовых организаций и поставщиков электроэнергии перед потребителями за надёжность обеспечения их электрической энергией и её качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями. (ГОСТ 13109-97).

Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц.

Допустимые отклонения напряжения у зажимов электроприёмников в % должны соответствовать данным приведенным в таблице 2.1

Т а б л и ц а 2.1 - Допустимые отклонения напряжения у зажимов электроприёмников в %.

Режим работы	Электродвигатели	Лампы внутреннего освещения	Остальные электроприёмники
Нормальный	$-5 \div +10$	$-2,5 \div +5$	$-5 \div +5$
Послеаварийный	$-10 \div +10$	$-7,5 \div +5$	$-10 \div +5$

Несинусоидальность или коэффициент несинусоидальности, определяющий форму кривой напряжения, %, вычисляется по формуле:

$$K_Y = \frac{U_{Y\Sigma}}{U_1} \cdot 100 \leq 5. \quad (2.1)$$

где $U_{Y\Sigma} = \sqrt{\sum_{Y=2}^{\infty} U_Y^2}$; U_Y – напряжение Y-й гармоники; U_1 – напряжение основной частоты. Если $K_Y \leq 5\%$, то форма кривой напряжения считается практически синусоидальной.

Послеаварийный режим, это такой режим, когда в результате аварийного отключения изменяется нормальная схема электроснабжения.

Например: Если на двухтрансформаторной понижающей подстанции аварийно отключился один из трансформаторов, то АВР секционного выключателя подаёт напряжение на отключившуюся секцию шин от оставшегося в работе трансформатора, и он будет обеспечивать электроснабжение потребителей I и II категорий с допустимой расчетной перегрузкой. Этот режим можно считать послеаварийным режимом.

2.3 Требования к надёжности электроснабжения

По надёжности электроснабжения приемники электроэнергии разделяют на три категории. Электроприемниками первой категории являются электроприемники, перерыв в работе которых может привести к тяжелым последствиям: угрозе жизни людей, крупному материальному ущербу, порче технологического оборудования, массовому браку в производимой продукции, сбоем в сложном технологическом процессе, срывам в работе коммунального хозяйства. К особой группе внутри первой категории электроснабжения относятся электроприемники, постоянная работа которых нужна для штатной остановки производства при спасении людей, предотвращении взрывов, возгораний и порчи дорогого оборудования.

Электроприемниками второй категории являются электроприемники, перерыв в работе которых ведет к сбоям в отгрузке продукции, простоям персонала, машин и механизмов, сбою нормальной жизнедеятельности населения.

К электроприемникам третьей категории относятся все прочие электроприемники.

Электроприемники 1 категории электроснабжения надо обеспечивать электроэнергией, как минимум от двух независимых источников питания. Два ввода взаимно резервируя друг друга, обеспечивают надёжное электроснабжение. В случае отказа одного ввода, автоматически подключается другой. Перебой в питании допустим лишь на время автоматического переключения вводов (0,2 – 0,5 с). Для особой группы первой категории электроснабжения должен быть предусмотрен третий независимый источник электропитания (аккумулятор, дизельный генераторы и т.п.).

Электроприемники 2 категории электроснабжения также рекомендуется подключать к двум независимым источникам питания. При отсутствии напряжения на первом вводе второй ввод включается вручную дежурным персоналом или членом аварийной бригады. Время перерыва в электроснабжении в этом случае не должно быть более 10 минут.

Электроприемники 3 категории электроснабжения могут обеспечиваться электроэнергией от одного источника питания при возможности ремонта, вышедшего из строя оборудования за сутки. У значительно удаленных потребителей, когда затруднена доставка резервного оборудования для замены вышедшего из строя, перерыв в электроснабжении допускается до трёх суток.

3. Электрическое оборудование распределительных устройств

3.1 Основные понятия, термины и определения

Электрические машины, генераторы, трансформаторы и автотрансформаторы, установленные на электрических станциях и подстанциях, линии электропередачи электрической энергии нуждаются в управлении и защите от аварийных и ненормальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, нелинейные ограничители напряжения и другое электротехническое оборудование первичных силовых цепей. Для получения информации о режимах работы ЭУ, управления, контроля, измерений, релейной защиты, автоматизации, сигнализации необходимы вторичные цепи ЭУ. Перечисленные элементы электрического оборудования первичных и вторичных цепей вместе другим вспомогательным оборудованием и строительной частью образуют распределительное устройство (РУ) станции или подстанции.

Электростанция – ЭУ или группа ЭУ для производства электрической энергии, а в некоторых случаях и тепловой.

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Линия электропередачи – электрическая линия, выходящая за пределы электрической станции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.

Воздушная линия электропередачи – ВЛ.

Кабельная линия электропередачи - КЛ

Внутренние, закрытые ЭУ – ЗРУ. Размещены в зданиях.

Наружные, открытые ЭУ - ОРУ размещены вне зданий. В этом случае они должны быть приспособлены для работы на открытом воздухе.

Наглядное представление о ЗРУ и ОРУ или электроустановки в целом даёт электрическая схема – графическое изображение ЭУ с помощью условных символов соответствующих действующей ЕСКД.

Электрическая сеть – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещённых на территории района, населённого пункта, потребителя электрической энергии.

Приёмник электрической энергии – устройство в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для её использования.

Установленная мощность ЭУ – наибольшая активная электрическая мощность, с которой ЭУ может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.

Присоединённая мощность ЭУ – сумма номинальных мощностей трансформаторов и приёмников электроэнергии, непосредственно подключённых к электрической сети.

Пример: На насосной станции установлен электродвигатель типа 4АН315М6УЗ с установленной мощностью $P_{НОМ}$ 160 кВт, КПД% - 93,5, $\cos\varphi$ - 0,89. Присоединенная мощность (мощность которую двигатель будет потреблять из сети кВА) $S = \frac{P_{НОМ}}{\eta \cdot \cos\varphi} = \frac{160}{0,935 \cdot 0,89} = 192,27 \text{ кВА}$.

Токопроводы – электротехнические устройства, предназначенные для передачи электроэнергии на малые расстояния от 1 до 100 и более метров. Это устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из проводников, изолированных от заземлённых частей твёрдыми диэлектрическими материалами, защитными оболочками, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций. Сечение токопроводов определяется величиной максимально допустимого тока. Оно может быть как сплошным, так и полым.

Выключатель – это электрический аппарат, предназначенный для коммутации всех возможных токов в данной электроустановке, от самых незначительных (токов холостого хода, зарядный ток и т. п.), до самых значительных (токи коротких замыканий) которые могут превышать номинальные токи в десятки и даже сотни раз. Графическое изображение и буквенное обозначения выключателей на электрических схемах показано на рисунке 4.

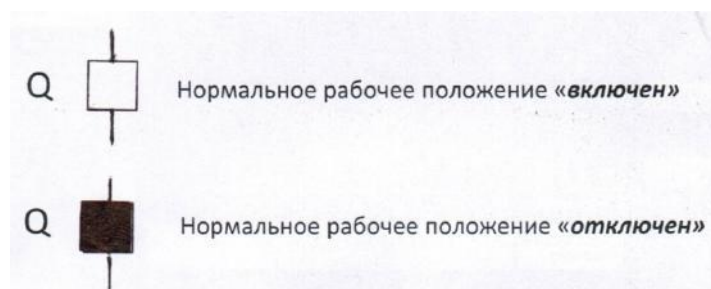


Рисунок 4. Обозначение выключателей на электрических схемах.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока. Разъединители используются для видимого отделения участка электрической сети на время ревизии или ремонта оборудования, для создания безопасных условий работы и отделения от смежных частей электрооборудования, находящихся под напряжением, для создания которых разъединители комплектуются блокировкой включенного (отключенного) положения, исключающими подачу напряжения на выведенный в ремонт участок сети.

Графическое изображение и буквенное обозначения разъединителей на электрических схемах показано на рисунке 5.

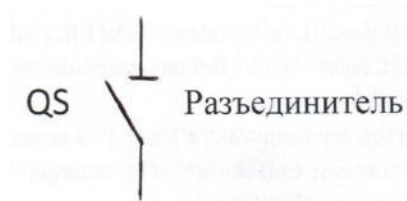


Рисунок 5. Обозначение разъединителей на электрических схемах.

Для безопасной работы в РУ и электрической сети недостаточно изолировать рабочее место от смежных частей, находящихся под напряжением. Необходимо также заземлить отключенные токоведущие части ЭУ. Для этого у некоторых разъединителей предусматривают заземляющие ножи, с помощью которых участок, изолированный для работы, может быть заземлен с двух сторон. Графическое изображение на электрических схемах и буквенные обозначения разъединителей оборудованных двумя стационарными заземляющими ножами показано на рисунке 6.

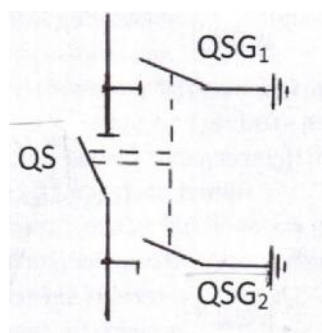


Рисунок 6. Разъединитель с двумя заземляющими ножами.

Плавкий предохранитель - это устройство, которое за счет расплавления одной или нескольких его деталей, имеющих определенную конструкцию и размеры, размыкает цепь, в которую оно включено, прерывая ток, если он превышает заданное значение в течение определенного времени. Предохранитель включает в себя все детали, образующие готовые изделия. Плавкий предохранитель является самым слабым участком защищаемой электрической цепи, срабатывающим в аварийном режиме, тем самым разрывая цепь и предотвращая последующее разрушение более ценных элементов электрической цепи высокой температурой, вызванной чрезмерными значениями силы тока. Графическое изображение и буквенные обозначения плавких предохранителей на электрических схемах показано на рисунке 7.

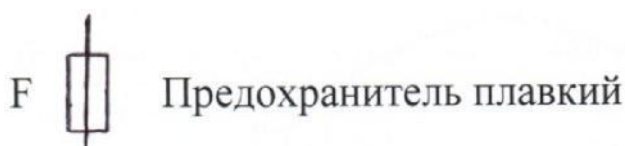


Рисунок 7. Обозначение предохранителей на электрических схемах.

При коротком замыкании ток в цепи значительно возрастает по сравнению с током нормального режима. В высоковольтных сетях токи короткого замыкания могут достигать таких величин, что подобрать установки, которые смогли бы выдержать электродинамические силы, возникающие вследствие протекания этих токов, не представляется возможным. Для ограничения тока короткого замыкания применяют токоограничивающие реакторы, которые при к.з. также поддерживают на сборных шинах питания достаточно высокое напряжение (за счёт большего падения на самом реакторе), что необходимо для нормальной работы других нагрузок.

Реактор — это катушка с постоянным индуктивным сопротивлением, включенная в цепь последовательно. В большинстве конструкций токоограничивающие реакторы не имеют ферромагнитных сердечников. В нормальном режиме на реакторе наблюдается падение напряжения порядка 3—4 %, что вполне допустимо. В случае короткого замыкания большая часть напряжения приходится на реактор. Значение максимального ударного тока короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$i_m = 2,54 I_H \frac{100\%}{X_p}$$

где I_H — номинальный ток сети, X_p — реактивное сопротивление реактора. Соответственно, чем выше будет реактивное сопротивление, тем меньше будет значение максимального ударного тока в сети. Графическое изображение и буквенное обозначения токоограничивающего реактора на электрических схемах показано на рисунке 8.

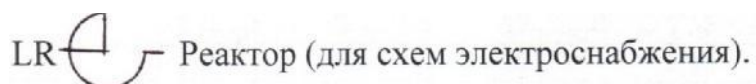


Рисунок 8. Обозначение токоограничивающих реакторов на электрических схемах.

Измерительный трансформатор тока — трансформатор, предназначенный для преобразования первичного тока до значения, удобного для измерения. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке.

Трансформаторы тока широко используются для измерения электрического тока и в устройствах релейной защиты электроэнергетических систем, в связи с чем на них накладываются высокие требования по точности. Трансформаторы

тока обеспечивают безопасность измерений, изолируя измерительные цепи от первичной цепи с высоким напряжением, часто составляющим сотни киловольт.

К трансформаторам тока предъявляются высокие требования по точности. Как правило, трансформатор тока выполняют с двумя и более группами вторичных обмоток: одна используется для подключения устройств защиты, другая, более точная — для подключения средств учёта и измерения.

Графическое изображение и буквенное обозначения измерительных трансформаторов тока на электрических схемах показано на рисунке 9.

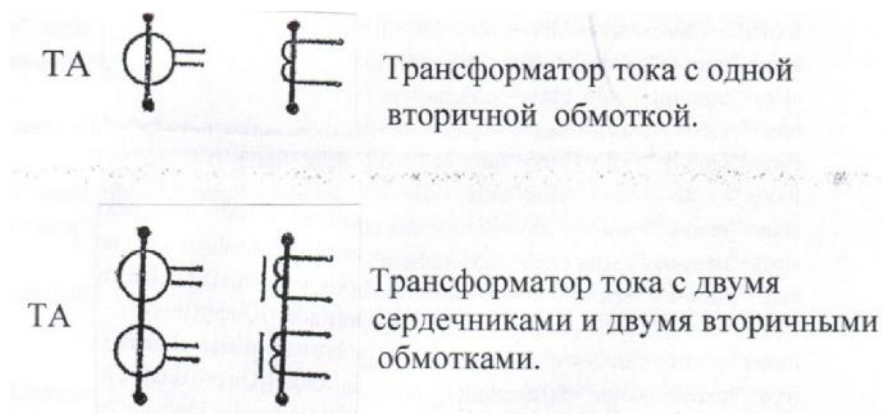


Рисунок 9. Обозначение измерительных трансформаторов тока на электрических схемах.

Измерительный трансформатор напряжения — это статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки на каком-либо магнитопроводе и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем (напряжений) переменного тока в одну или несколько других систем (напряжений), без изменения частоты.

При номинальном первичном напряжении U_1 вторичное напряжение U_2 равно 100 В. Графическое изображение и буквенные обозначения измерительных трансформаторов напряжения на электрических схемах показано на рисунке 10.

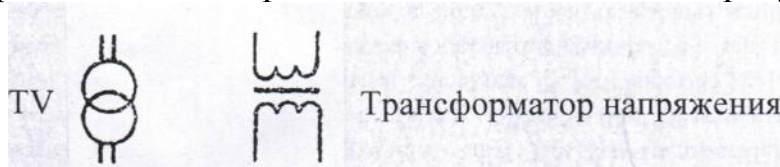


Рисунок 10. Обозначение измерительных трансформаторов напряжения на электрических схемах.

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) - аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Представляет собой последовательно соединенные металлооксидные варисторы, без каких либо искровых промежутков, заключенные

в изоляционный корпус. Защитное действие ОПН объясняется высоконелинейной характеристикой варисторов, их сопротивлением от нескольких порядков МОм в закрытом состоянии и миллиамперными токами при рабочем напряжении до нескольких Ом в открытом состоянии и десятками тысяч ампер на волне перенапряжения. Графическое изображение и буквенное обозначения ограничителей напряжения нелинейных на электрических схемах показано на рисунке 11.

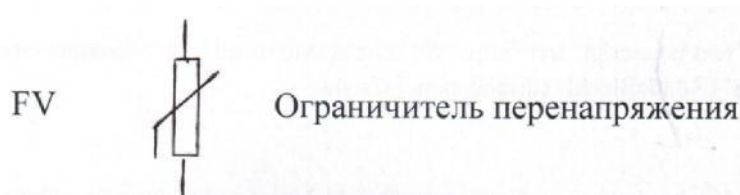


Рисунок 11. Обозначение ограничителей напряжения нелинейных, В электрических схемах.

Силовой трансформатор — стационарное устройство с двумя или более обмотками, которое посредством электромагнитной индукции преобразует систему переменного напряжения и тока в другую систему переменного напряжения и тока, как правило, различных значений при той же частоте в целях передачи электроэнергии без изменения её передаваемой мощности. Графическое изображение и буквенное обозначения трёхфазных силовых трансформаторов общепромышленного исполнения на электрических схемах показано на рисунке 12.

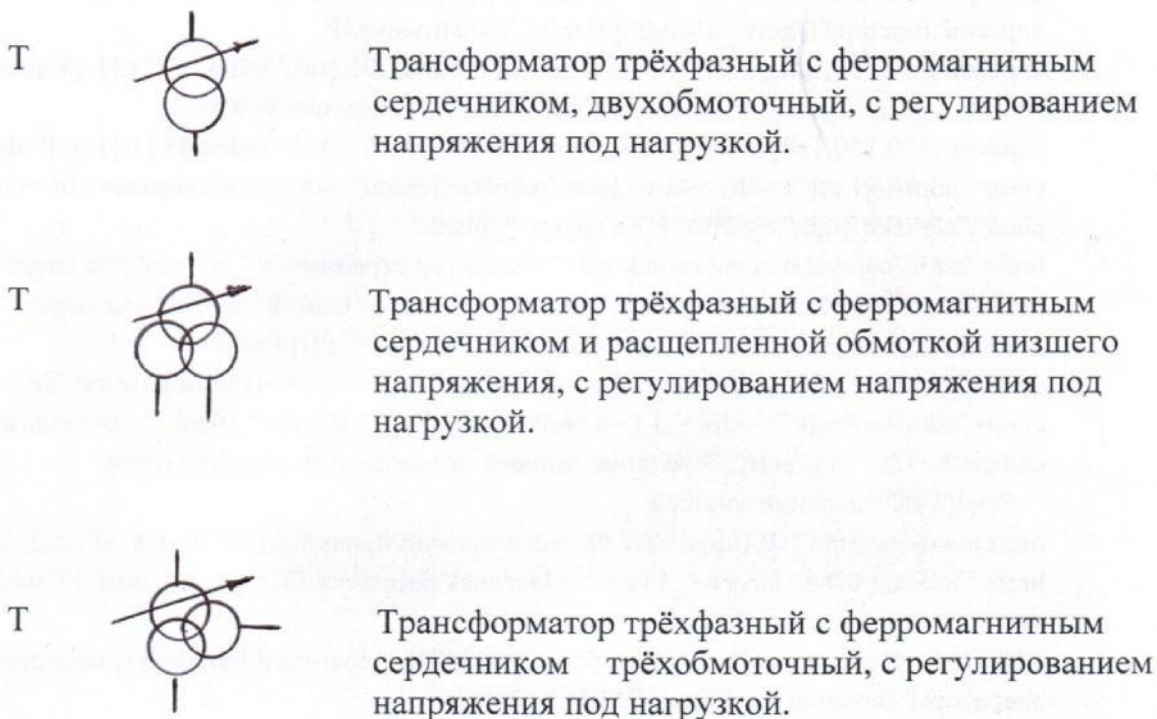


Рисунок 12. Обозначение трёхфазных силовых трансформаторов в электрической схеме.

4. Режимы работы электроустановок

4.1 Нормальный режим работы ЭУ

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.

Нормальный режим или номинальный - это продолжительный режим работы электротехнического устройства и имеет место, когда все токоведущие части электроустановки достигли установившейся температуры при неизменной температуре охлаждающей среды.

Одна из основных задач эксплуатации ЭУ это поддержания заданного режима работы, который характеризуется оптимальными технико-экономическими показателями и электрическими параметрами, не выходящие за установленные пределы.

4.2 Ненормальные режимы работы ЭУ

4.2.1 Введение

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения.

Опасные последствия ненормальных режимов также можно предотвратить, если своевременно обнаружить отклонение от нормального режима и принять меры к его устранению (снизить ток при его нарастании, понизить напряжение при его увеличении и т.д.).

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

4.2.2 Повышение напряжения сверх номинального

Все потребители электрической энергии реагируют на повышение напряжения по-разному.

При повышении напряжения сверх номинального у осветительных приборов увеличивается световой поток, мощность лампы и световая отдача, но резко снижается срок службы.

При повышении напряжения сверх номинального двигатель перегревается из-за увеличения потерь в стали. Вращающий момент двигателя растет, величина скольжения уменьшается. Ток холостого хода увеличивается, а коэффициент мощности ухудшается. Ток статора при полной нагрузке может уменьшиться, а при малой нагрузке может увеличиться вследствие увеличения тока холостого хода.

Трансформаторы при изготовлении рассчитываются на работу с максимальной индукцией в стали 14—17 тыс. Гс, в зависимости от сорта стали. Эта точка лежит в насыщающейся части характеристики холостого хода трансформатора. Небольшое увеличение подведенного напряжения к трансформатору вызывает резкое увеличение петли гистерезиса стали и как следствие тока холостого хода, высших гармоник в нем и потерь в магнитопроводе. Увеличение потерь в стали при этом происходит пропорционально квадрату напряжения (Рисунок 13.), ток же и высшие гармоники в нем увеличиваются в еще большей степени.

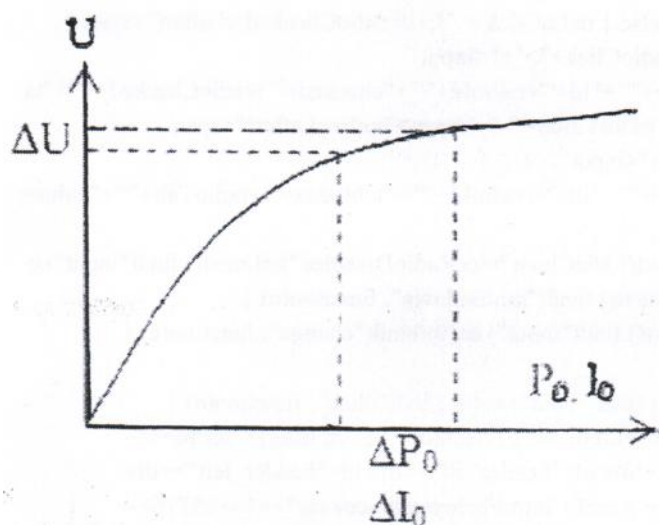


Рисунок 13. Зависимость тока и потерь х.х. от перевозбуждения магнитопровода при увеличении напряжения.

Значительное увеличение потерь в стали может привести к перегреву и разрушению изоляции листов стали и возникновению повышенных местных нагревов стали и очагов «пожара» стали. При увеличении тока холостого хода (при напряжении выше номинального) в нем резко возрастают высшие гармоники, что приводит к искажению формы и увеличению амплитудного значения кривой напряжения. Это явление может представлять опасность для обмоток высшего

напряжения, имеющих меньшие запасы по электрической прочности изоляции, чем в обмотке низкого напряжения.

При повышенном напряжении происходит снижение срока службы электрооборудования - что обусловлено, быстрым старением изоляции под воздействием повышенного напряжения и избыточно выделяющейся мощности. Увеличиваются диэлектрические потери в изоляции.

В общем случае, при повышенном напряжении наблюдается излишний расход электроэнергии, например, увеличиваются потери на балластных резисторах в блоках питания.

4.2.3 Понижение напряжения от номинального

Снижение напряжения оказывают значительное влияние на работу асинхронных двигателей являющихся наиболее распространенными приемниками электроэнергии в промышленности.

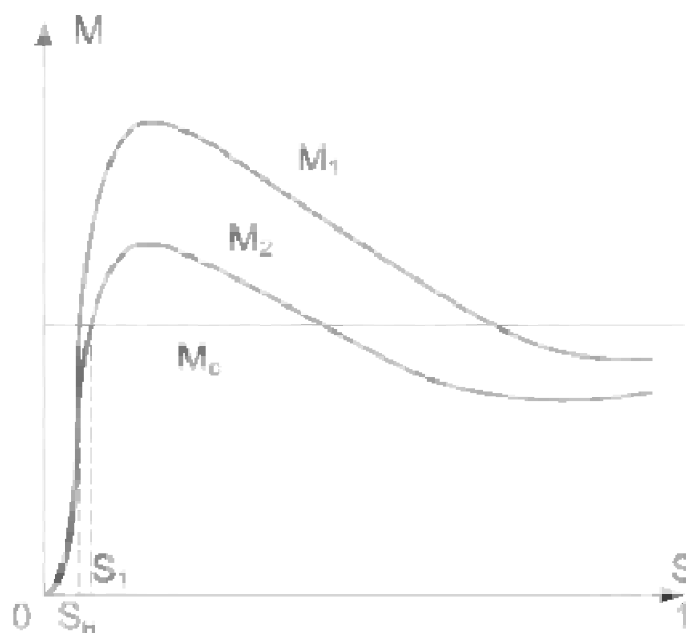


Рисунок 14. Механическая характеристика двигателя при номинальном (M_1) и пониженном (M_2) напряжениях.

При изменении напряжения изменяется механическая характеристика АД – зависимость его вращающего момента M от скольжения s или частоты вращения (Рисунок 14). С достаточной точностью можно считать, что вращающий момент двигателя пропорционален квадрату напряжения на его выводах. При снижении напряжения уменьшается вращающий момент и частота вращения ротора двигателя, так как увеличивается его скольжение. Снижение частоты вращения зависит также от закона изменения момента сопротивления M_c (на Рисунке 14 M_c принят постоянным) и от загрузки двигателя. Зависимость частоты вращения ротора двигателя от напряжения можно выразить:

$$n = n_c \left(1 - k_3 \frac{U_{ном}^2}{U^2} S_{ном} \right)$$

где n_c - синхронная частота вращения;

k_3 - коэффициент загрузки двигателя;

$U_{ном}$, $S_{ном}$ - номинальные значения напряжения и скольжения соответственно.

Лампы накаливания характеризуются номинальными параметрами: потребляемой мощностью $P_{ном}$, световым потоком $\Phi_{ном}$, световой отдачей $\eta_{ном}$ (равной отношению излучаемого лампой светового потока к ее мощности) и средним номинальным сроком службы $T_{ном}$. Эти показатели в значительной мере зависят от напряжения на выводах ламп накаливания. При отклонениях напряжения на 10% эти характеристики значительно снижаются. Изменения напряжения приводят к соответствующим изменениям светового потока и освещенности, что, в конечном итоге, оказывает влияние на производительность труда и утомляемость человека.

Снижение напряжения у трансформаторов при неизменной мощности приводит к увеличению тока в обмотках. Во многих случаях это не представляет опасности для трансформаторов, т.к. их $S_{ном}$ часто превышает нагрузку, и конструкция трансформаторов позволяет допускать некоторую перегрузку. Однако при оценке возможности перегрузки необходимо правильно определять ожидаемый максимальный ток, на величину которого может оказать влияние снижение напряжения на зажимах трансформатора.

4.2.4 Влияние несимметричных режимов работы электрической сети

Любая асимметрия токов или напряжений вызывает появление напряжений и токов обратной и нулевой последовательности U_2 , U_0 , I_2 , I_0 приводит к дополнительным потерям мощности и энергии, а также потерям напряжения в сети, что ухудшает режимы и технико-экономические показатели ее работы. Токи обратной и нулевой последовательностей I_2 , I_0 увеличивают потери в продольных ветвях сети, а напряжения и токи этих же последовательностей — в поперечных ветвях.

Наложение U_2 и U_0 приводит к разным дополнительным отклонениям напряжения в различных фазах. В результате напряжения могут выйти за допустимые пределы. Наложение I_2 и I_0 приводит к увеличению суммарных токов в отдельных фазах элементов сети. При этом ухудшаются условия их нагрева, и уменьшается пропускная способность.

Несимметрия отрицательно сказывается на рабочих и технико-экономических характеристиках вращающихся электрических машин. Ток прямой последовательности в статоре создает магнитное поле, вращающееся с синхронной частотой в направлении вращения ротора. Токи обратной последовательности в статоре создают магнитное поле, вращающееся относительно ротора с двойной синхронной частотой в направлении, противоположном вращению. Из-за этих токов двойной частоты в электрической машине возникают тормозной электро-

магнитный момент и дополнительный нагрев, главным образом ротора, приводящие к сокращению срока службы изоляции.

В асинхронных двигателях возникают дополнительные потери в статоре. В ряде случаев приходится при проектировании увеличивать номинальную мощность электродвигателей, если не принимать специальные меры по симметрированию напряжения.

В синхронных машинах кроме дополнительных потерь и нагрева статора и ротора могут начаться опасные вибрации. Из-за несимметрии сокращается срок службы изоляции трансформаторов, синхронные двигатели и батареи конденсаторов уменьшают выработку реактивной мощности.

Суммарный ущерб, обусловленный несимметрией в промышленных сетях, включает стоимость дополнительных потерь электроэнергии, увеличение отчислений на реновацию от капитальных затрат, технологический ущерб, ущерб, обусловленный снижением светового потока ламп, установленных в фазах с пониженным напряжением, и сокращением срока службы ламп, установленных в фазах с повышенным напряжением, ущерб из-за уменьшения реактивной мощности, генерируемой БСК и синхронными двигателями.

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентом обратной последовательности напряжений и коэффициентом нулевой последовательности напряжений, нормальные и максимальные допустимые значения которых составляют 2 и 5 %. Наиболее тяжелый режим асимметрии возникает при обрыве одной из фаз, особенно для электрических двигателей, у которых при $s=1$ ток в обмотке статора составляет $0,866 \cdot I_{\text{пуск}}$, а при $s=0$ (холостой ход) ток в обмотках статора $I = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}$.

4.2.5 Однофазное замыкание на землю в электрической сети с изолированной нейтралью

К ненормальному режиму работы электрической сети относят однофазное замыкание на землю в сети напряжением 3-6-10-20-35 кВ которая работает с изолированной нейтралью.

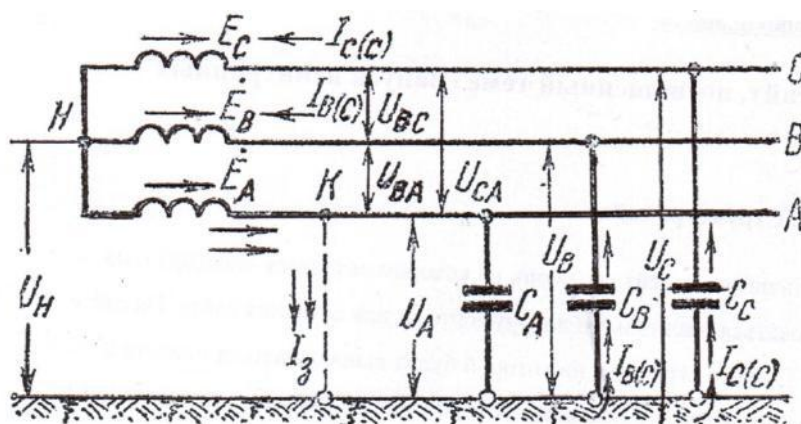


Рисунок 15. Токи и напряжения при замыкании на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью (в отличие от сетей с глухозаземленной нейтралью) замыкание на землю одной фазы не вызывает короткого замыкания и не сопровождается поэтому снижения междуфазных напряжений и появлением повышенных токов в сети.

Характер изменения токов и напряжений в сети (рисунок 15) и их векторные диаграммы (рисунок 16), принимая для упрощения, что нагрузка сети отключена.

В нормальных условиях напряжение проводов A , B и C по отношению к земле равны соответствующим фазным напряжениям \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C , которые в свою очередь равны ЭДС источника питания \dot{E}_A , \dot{E}_B , \dot{E}_C , поскольку нагрузка отключена. Векторы этих фазных напряжений образуют симметричную звезду (рисунок 17 а), а их сумма равна нулю, в результате чего напряжение в нейтрали N отсутствует: $U_H=0$.

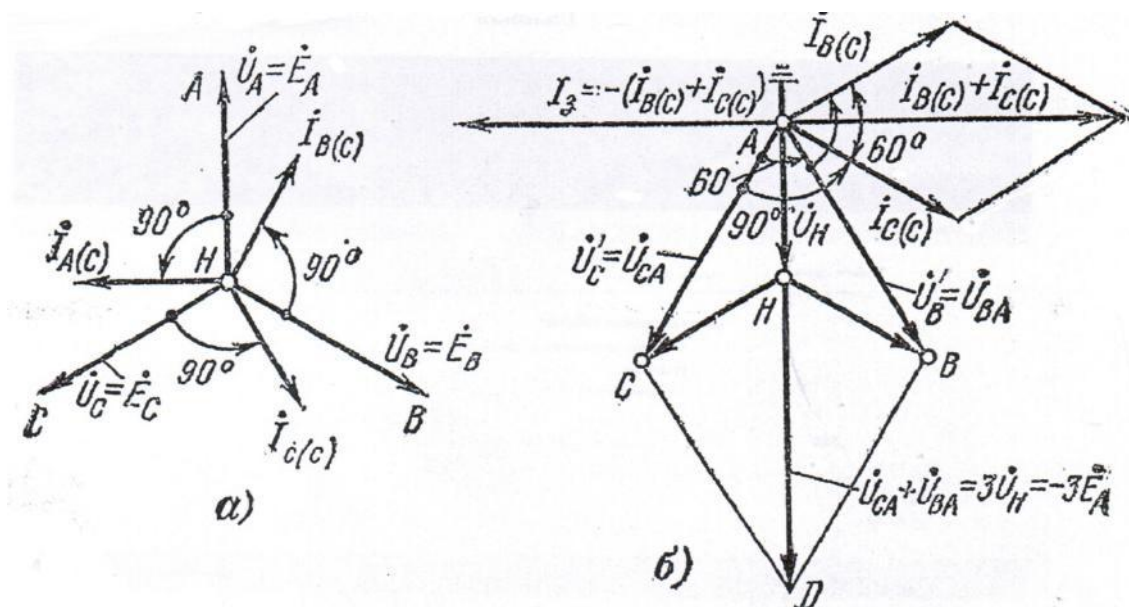


Рисунок 16. Векторные диаграммы токов и напряжений в сети с изолированной нейтралью.

Под действием фазных напряжений через ёмкости фаз относительно земли: а) – в нормальном режиме; б) при замыкании на землю фазы A .

C_A , C_B и C_C проходят токи, опережающие напряжения на 90° :

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{U}_A}{-jx_C}; \quad \dot{I}_B = \frac{\dot{U}_B}{-jx_C}; \quad \dot{I}_C = \frac{\dot{U}_C}{-jx_C}.$$

Сумма ёмкостных токов, проходящих по фазам в нормальном режиме, равна нулю, и поэтому I_0 отсутствует (рисунок 16 а).

Напряжение сети при замыкании на землю одной фазы, например, A , её напряжение относительно земли снижается до нуля ($U_A=0$), так как в результате

соединения с землёй точка K приобретает потенциал, равный нулю (потенциал земли).

Напряжение нейтрали U_H по отношению к земле становится равным напряжению между точками K и H (рисунок 15 и 16 б) т. е. напряжению, равному по величине и обратному по знаку ЭДС заземленной фазы:

$$\dot{U}_H = \dot{U}_{KH} = -\dot{E}_A.$$

Напряжение неповреждённых фаз B и C относительно земли повышается до междуфазного. На рисунке 15 видно, что напряжение фазы B относительно земли равно напряжению между проводом B и точкой K , следовательно

$$\dot{U}_B = \dot{U}_{BA}. \text{ Аналогично напряжение фазы } C \text{ по отношению к земле } \dot{U}_C = \dot{U}_{CA}.$$

Нейтраль H имеет относительно земли напряжение \dot{U}_H , можно выразить напряжение \dot{U}_B и \dot{U}_C через \dot{U}_H :

$$\dot{U}'_B = \dot{U}'_H + \dot{E}_B \text{ и } \dot{U}'_C = \dot{U}'_H + \dot{E}_C \text{ или } \dot{U}'_B = -\dot{E}_A + \dot{E}_B = \dot{U}_{BA} \text{ и}$$

$\dot{U}'_C = -\dot{E}_A + \dot{E}_C = \dot{U}_{CA}$. Междуфазные напряжения между проводами фаз остаются неизменными (рисунок 15).

Векторная диаграмма напряжений проводов и нейтрали сети по отношению к земле и на этой диаграмме точки A , B , и C представляют собой провода линии, а точка H соответствует нейтрали источника питания. Точка A связана с землей и имеет нулевой потенциал.

В место повреждения K проходят токи, замыкающиеся через емкости фаз сети. Поскольку $U_A=0$, то $I_{A(c)}=0$. В двух других фазах под действием напряжения \dot{U}'_B и \dot{U}'_C появляются токи, опережающие на 90° напряжения:

$$\dot{I}_{B(c)} = j \frac{\dot{U}_{BA}}{x_C} \text{ и } \dot{I}_{C(c)} = j \frac{\dot{U}_{CA}}{x_C}.$$

Ток I_3 в месте повреждения равен геометрической сумме токов в фазах B и C и противоположен им по фазе, что видна из токораспределения на рисунке 16 б:

$$\dot{I}_3 = -(\dot{I}_{B(c)} + \dot{I}_{C(c)}).$$

5. Аварийные режимы работы электрических систем

5.1. Общие положения

Большинство повреждений в ЭУ приводят к коротким замыканиям, междуфазными или замыканием на землю в системе с заземленной нейтралью. Они являются основной причиной нарушения нормального режима работы ЭУ и даже энергосистемы в целом.

Короткие замыкания (КЗ) это замыкания, при котором токи в ветвях ЭУ примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток в десятки, и даже сотни раз. КЗ это случайное событие, не предусмотренное режимами работы электроустановок. КЗ могут быть через дугу или непосредственно, без переходного сопротивления - металлические КЗ. Наиболее тяжёлый режим – это металлические КЗ т. к. в этих случаях

ток КЗ принимает максимальное значение. В расчетах будут рассматриваться только эти замыкания. Короткие замыкания подразделяются на трехфазные, двухфазные и однофазные, в зависимости от числа замкнувшихся фаз; на замыкания с землей и без земли; замыкания в одной и двух точках сети.

Происходящее в результате КЗ увеличение тока и снижение напряжения могут привести к ряду опасных последствий.

5.2 Трехфазное короткое замыкание в сети с заземленной нейтралью

Ток трехфазного короткого замыкания ($I_{КЗ}^{(3)}$) в каждом проводе одинаков и направлен от источника к месту возникновения КЗ по каждой фазе (рисунок 17, а).

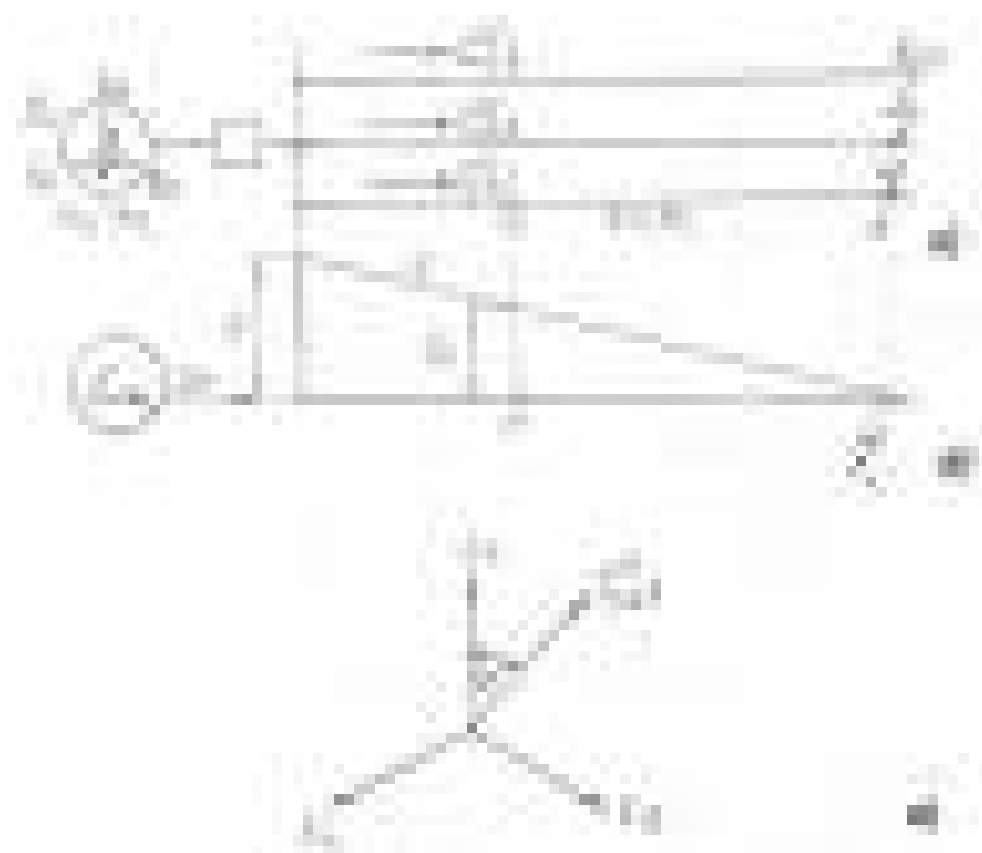


Рисунок 17. Трехфазное короткое замыкание в электрической сети,
а) схема электрической сети, б) распределение напряжения при КЗ,
в) векторная диаграмма короткого замыкания.

Угол $\varphi = \arctg \frac{x_c + x_L}{r_c + r_L}$, на который отстает ток КЗ от фазных ЭДС источника (рисунок 17 в). При протекании тока КЗ возрастает падение напряжения на всей цепи КЗ, и напряжение в точке $KU_K \approx 0$. Понижение напряжения происходит во всех точках замкнувшейся цепи.

Напряжение в любой точке M равно: $\dot{U}_M = \dot{E} - \dot{I}_K \cdot Z_M$, где \dot{E} ЭДС источника питания (рисунок 17,б).

5.3 Двухфазное короткое замыкание

На рис.18, *а* показано металлическое КЗ между фазами *В* и *С* ЛЭП. Под действием междуфазной ЭДС *Е_{ВС}* (рис.18, *а*) возникают токи КЗ *І_{Вк}* и *І_{Ск}*.

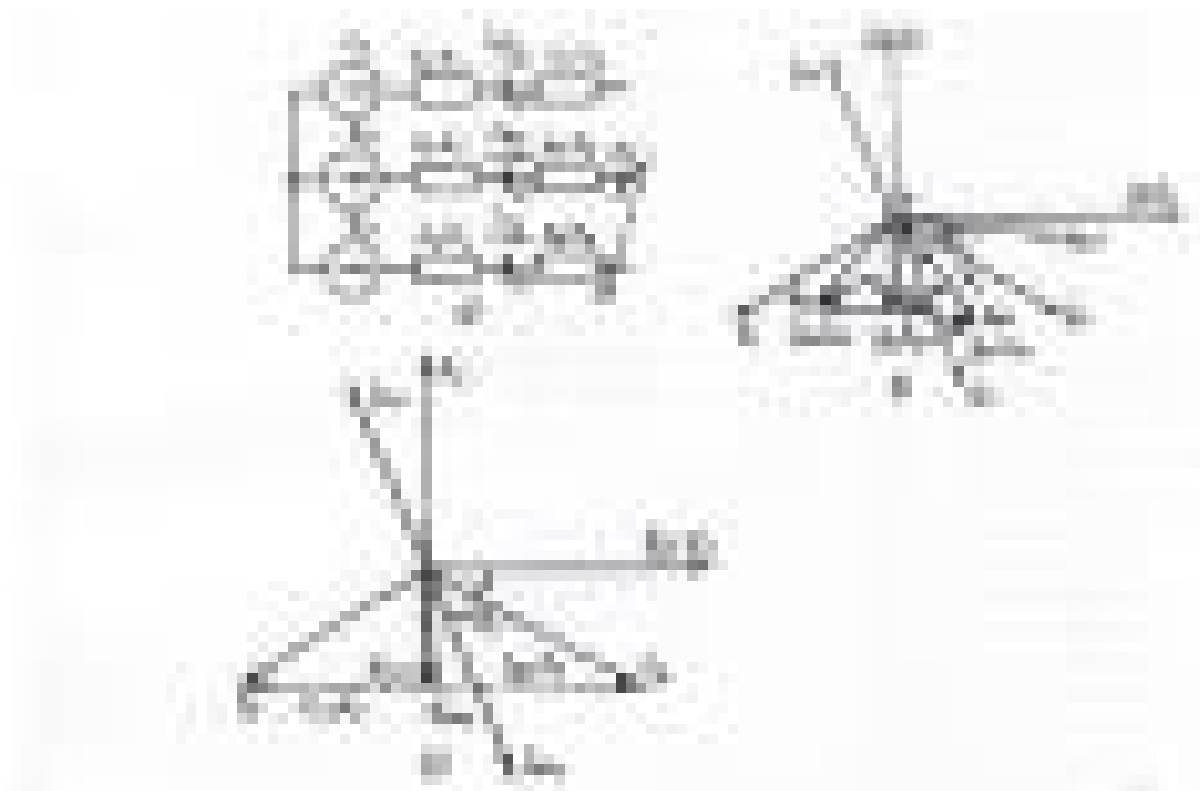


Рисунок 18. Двухфазное короткое замыкание;
а – схема; *б* и *в* – векторные диаграммы

Их значения определяются по формуле $I_{K(2)} = E_{BC} / 2Z_{\Phi}$, где $2Z_{\Phi}$ – полное сопротивление прямой последовательности двух фаз ($2Z_{\Phi} = Z_B + Z_C$). Токи в поврежденных фазах равны по значению, но противоположны по фазе, а ток в неповрежденной фазе равен нулю (при неучтенной нагрузке): Ток нулевой последовательности (НП) при $K(2)$ отсутствует, так как сумма токов трех фаз $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$. $I_{Bk} = I_{Ck}$; $I_A = 0$.

Векторная диаграмма в точке *К*. На рис.18, *б* построены векторы фазных ЭДС и ЭДС между поврежденными фазами *Е_{ВС}*. Вектор тока КЗ *І_{кВ}* отстает от

создающей его ЭДС \underline{E}_{BC} на угол $\varphi_C = \arctg \frac{X_C + X_{Л.Л.}}{R_C + R_{Л.Л.}}$.

Напряжение неповрежденной фазы *А* одинаково в любой точке сети и равно фазной ЭДС: $\underline{U}_A = \underline{E}_A$. Поскольку междуфазное напряжение при металлическом КЗ в точке КЗ $\underline{U}_{BCk} = \underline{U}_{Bk} - \underline{U}_{Ck} = 0$, то: $\underline{U}_{Bk} = \underline{U}_{Ck}$, т.е. фазные напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны по модулю и совпадают по фазе.

Поскольку фазные напряжения при двухфазном КЗ не содержат составляющих НП, в любой точке сети должно удовлетворяться условие: $3\underline{U}_0 = \underline{U}_{AK} + \underline{U}_{BK} + \underline{U}_{CK} = 0$.

Учитывая, что в месте КЗ $\underline{U}_{BK} = \underline{U}_{CK}$ и $\underline{U}_{AK} = \underline{E}_A$, находим $\underline{U}_{BK} = \underline{U}_{CK} = -\frac{\underline{U}_{AK}}{2} = -\frac{\underline{E}_A}{2}$.

Следовательно, в месте КЗ напряжение каждой поврежденной фазы равно половине напряжения неповрежденной фазы и противоположно ему по знаку. На диаграмме вектор \underline{U}_{AK} совпадает с вектором \underline{E}_A , а векторы \underline{U}_{BK} и \underline{U}_{CK} – равны друг другу и противоположны по фазе вектору \underline{E}_A . Векторная диаграмма в точке P приведена на рис.18, в. Векторы токов остаются без изменения. Напряжения фаз B и C в точке P равны:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{BP} &= \underline{U}_{BK} + \underline{I}_B(R_{PK} + jX_{PK}), \\ \underline{U}_{CP} &= \underline{U}_{CK} + \underline{I}_C(R_{PK} + jX_{PK}).\end{aligned}$$

Чем дальше точка P отстоит от места КЗ, тем больше напряжение: $\underline{U}_{BCP} = \underline{U}_{BP} - \underline{U}_{CP}$. Напряжение неповрежденной фазы $\underline{U}_{AP} = \underline{E}_A$. Вектор тока \underline{I}_{BP} отстает от междуфазного напряжения \underline{U}_{BCP} на угол $\varphi_k = \arctg(X_L/R_L)$.

Двухфазные КЗ характеризуются двумя особенностями:

1) векторы токов и напряжений образуют несимметричную, но уравновешенную систему, что говорит об отсутствии составляющих нулевой последовательности (НП). Наличие несимметрии указывает, что токи и напряжения имеют составляющие обратной последовательности (ОП) наряду с прямой;

2) фазные напряжения даже в месте КЗ существенно больше нуля, только одно междуфазное напряжение снижается до нуля, а значение двух других равно $1,5U_\Phi$. Поэтому двухфазное КЗ менее опасно для устойчивости электрических сетей и потребителей электроэнергии.

5.4 Однофазное замыкание на землю

Замыкание на землю одной фазы вызывает появление тока КЗ только в электрических сетях, работающих с глухозаземленными нейтралями трансформаторов. Характер токов и напряжений, появляющихся при этом виде повреждения на фазе A , поясняет рис.19, а.

Ток КЗ I_{ak} возникающий под действием ЭДС E_A , проходит по поврежденной фазе от источника питания G и возвращается обратно по земле через заземленные нейтралы N трансформаторов:

$$\underline{I}_{AK}^{(1)} = \frac{\underline{E}_{Ak}}{R_C^{(1)} + R_{LK}^{(1)} + j(X_C^{(1)} + X_{LK}^{(1)})}$$

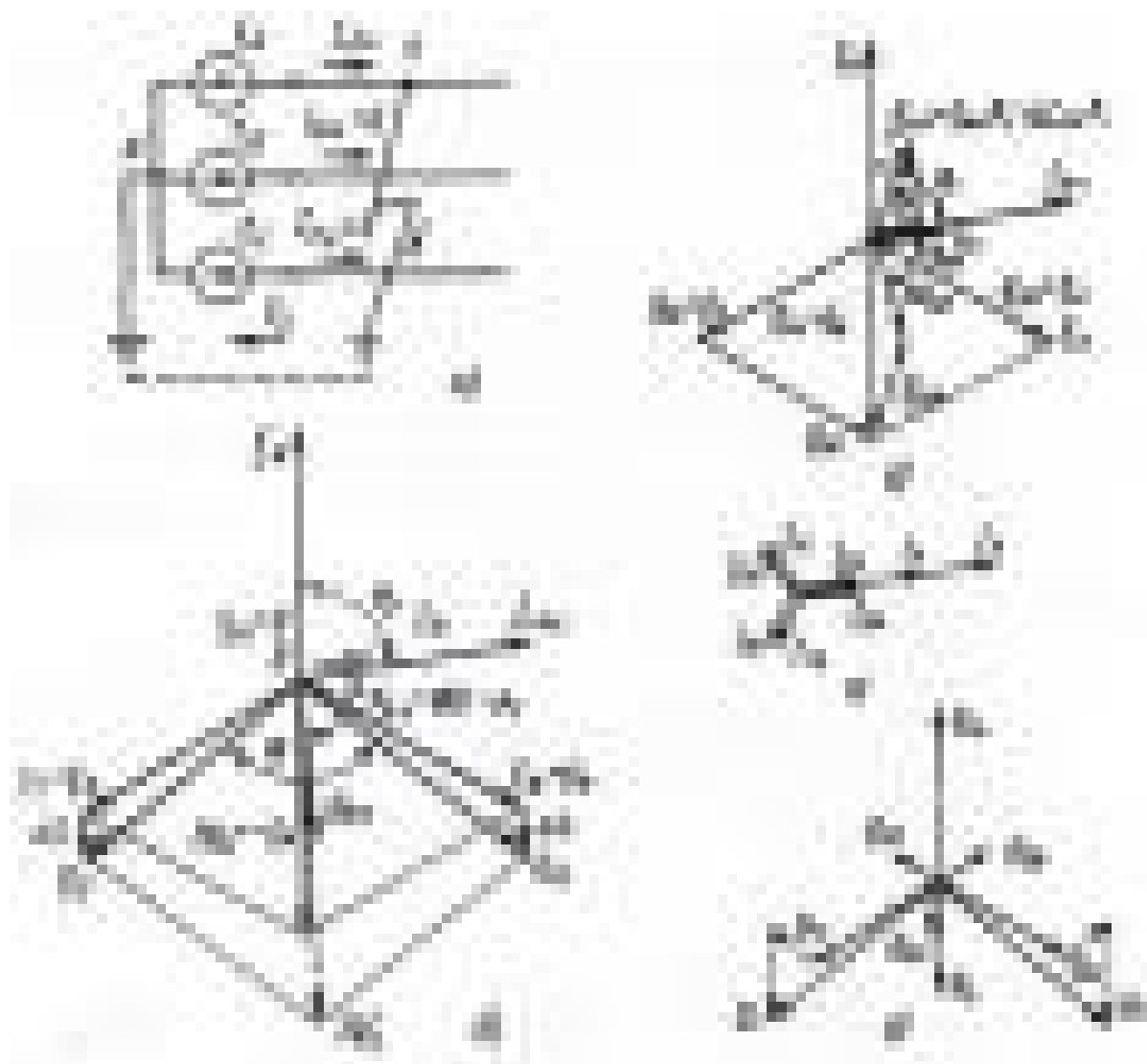


Рисунок 19. Однофазное замыкание на землю;
 а - схема; векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ (б) и в месте установки реле Р (в), токов (г) и напряжений (д) симметричных составляющих в месте КЗ.

Индуктивные и активные сопротивления в этом выражении соответствуют петле фаза-земля и отличаются от значений сопротивлений фаз при междуфазных КЗ. Вектор \underline{I}_{Ak} отстает от вектора ЭДС E_A на угол

$$\varphi_C = \arctg \frac{X_C^{(1)} + X_{\pi.k}^{(1)}}{R_C^{(1)} + R_{\pi.k}^{(1)}}.$$

В неповрежденных фазах токи отсутствуют.

Напряжение поврежденной фазы А в точке К $U_{AK}=0$. Напряжения неповрежденных фаз В и С равны ЭДС этих фаз: $\underline{U}_{BK} = \underline{E}_{BK} = \underline{E}_C$.

Векторная диаграмма для места повреждения изображена на рис.19, б. Междуфазные напряжения $\underline{U}_{ABK} = \underline{U}_{BK}$; $\underline{U}_{BCK} = \underline{U}_{BK} - \underline{U}_{CK}$; $\underline{U}_{CAK} = \underline{U}_{CK}$.

Геометрические суммы фазных токов и напряжений равны:

$$\begin{aligned}\underline{I}_{AK} + \underline{I}_{BK} + \underline{I}_{CK} &= 3\underline{I}_0; \\ \underline{U}_{AK} + \underline{U}_{BK} + \underline{U}_{CK} &= \underline{U}_{BK} + \underline{U}_{CK} = 3\underline{U}_0.\end{aligned}\quad (19 a)$$

Отсюда ясно, что фазные токи и напряжения содержат составляющие НП:

$$\underline{I}_{0K} = \frac{1}{3}\underline{I}_{AK}, \quad \underline{U}_{0K} = \frac{1}{3}(\underline{U}_{BK} + \underline{U}_{CK}).$$

Вектор \underline{I}_{0K} совпадает по фазе с \underline{I}_{AK} вектор \underline{U}_{0K} противоположен по фазе \underline{E}_A и равен $1/3$ нормального (до КЗ) значения напряжения поврежденной фазы A : $\underline{U}_{0K} = -1/3\underline{E}_A = -1/3\underline{U}_{AN}$. Ток \underline{I}_{0K} опережает напряжение диаграмма в точке P при К(1) приведена на рис.19, в. Ток фазы A остается неизменным. Напряжение поврежденной фазы $\underline{U}_{AP} = \underline{I}_{AK}(R_{KP}^{(1)} + jX_{KP}^{(1)}) = \underline{I}_{AK}Z_{KP}^1$.

Вектор \underline{U}_{AP} опережает \underline{I}_{AK} на угол $\varphi_K = \arctg(X_{l(1)}/R_{l(1)})$. Напряжение неповрежденных фаз B и C не изменяются: $\underline{U}_{BP} = \underline{E}_B$; $\underline{U}_{CP} = \underline{E}_C$. Междофазные напряжения \underline{U}_{ABP} \underline{U}_{ACP} и увеличиваются. Векторы НП \underline{I}_{0P} и \underline{U}_{0P} равны:

$$\underline{I}_{0P} = \frac{1}{3}\underline{I}_{AK}, \quad \underline{U}_{0P} = \frac{1}{3}(\underline{U}_{AP} + \underline{U}_{BP} + \underline{U}_{CP}).$$

Как следует из диаграммы, $\underline{U}_{0P} < \underline{U}_{0K}$ по модулю и смещается по фазе из-за наличия активного сопротивления $R_{KP}(1)$ (фаза-земля). Отметим некоторые особенности векторных диаграмм (рис.19, б и в):

1) токи и фазные напряжения образуют несимметричную и неуравновешенную систему векторов, что говорит о наличии кроме прямой составляющих ОП и НП;

2) междофазные напряжения в точке K больше нуля, площадь треугольника, образованного этими напряжениями, отличается от нуля. Однофазное КЗ является наименее опасным видом повреждения с точки зрения устойчивости ЭС и работы потребителей.

5.5 Аварийное снижение частоты в энергосистеме

Работа энергетической системы с пониженной частотой, помимо нарушения качества электрической энергии, регламентированной стандартом, не допускается по следующим причинам:

- при работе с пониженной частотой у некоторых типов паровых турбин наступает повышенная вибрация отдельных ступеней лопаточного аппарата, что может привести к механическим повреждениям;
- при снижении частоты ниже 49 Гц происходит полное открытие регулирующих органов турбин и полная загрузка агрегатов; при дальнейшем снижении частоты существенно падает производительность механизмов тепловых станций, в особенности питательных насосов, вследствие этого снижается выработка

генерирующей мощности, возрастает её дефицит и снижение частоты может принять лавинообразный характер, что приведёт к остановке электростанции, потере ей собственных нужд и нарушение электроснабжения потребителей;

- при снижении частоты в энергосистеме уменьшается частота вращения возбудителей агрегатов, вследствие этого уменьшается ЭДС генераторов, снижается напряжение в узлах энергосистемы и возникает опасность развития «лавины напряжения», приводящая к массовому отключению потребителей.

Лавинообразное снижение частоты и напряжения, вызывает самую тяжёлую аварию энергосистемы, сопровождаемую остановкой параллельно работающих электростанций или разделением энергосистемы на отдельно работающие части с нарушением электропитания значительной части потребителей.

6. Ремонтный режим

Ремонтный режим - рабочее состояние объекта, при котором часть его элементов находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта.

Ремонтный режим в общем случае может быть как нормальным, так и утяжелённым. Как правило, если какой-либо элемент системы находится в состоянии предупредительного, а не аварийного ремонта, то ремонтный режим является нормальным, так как нахождение части элементов системы в состоянии предупредительного ремонта является состоянием, на которое система рассчитывается.

Ремонтный режим - это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, которые, как правило, разрешаются в период снижения нагрузки электроустановки или ее элементов, а также при других благоприятных факторах. Ремонт вспомогательного оборудования обычно совмещается с ремонтом основного оборудования, лимитирующего возможную продолжительность ремонта.

Для *сравнительно кратковременных послеаварийных и ремонтных режимов соображения экономичности* отходят на второй план и определяющими обычно являются технические требования.

Расчетные условия *ремонтного режима электроустановки* включают в себя расчетную схему электроустановки, а также расчетные параметры и продолжительность режима. Наложение ремонтов двух или более технологически жестко не связанных элементов электроустановки не рассматривается. Следует, однако, отметить, что при оценке надежности работы электроустановок наложение ремонтных, а также ремонтных и аварийных режимов отдельных элементов электроустановки учитывается в обязательном порядке, естественно, с учетом вероятности таких событий.

Оценка допустимости работы конкретного электрооборудования при ремонтных режимах в сети или в электроустановке производится с учетом допустимых систематических и аварийных перегрузок данного электрооборудования.

7 Режим горячего резерва

Электроустановки, находящиеся в горячем резерве, должны быть всегда готовы к немедленному включению. Для этого их следует периодически, в сроки, определяемые местными условиями, включать в работу для проверки готовности к работе.

Время работы и нахождение в резерве должно быть выбрано так, чтобы электроустановка допускала включение без проверки состояния изоляции.

Электроустановки, выведенные из работы, перед включением должны подвергаться проверке.

Электроустановки, находящиеся продолжительное время в бездействии (время определяется в зависимости от местных условий), перед вводом в режим горячего резерва должны испытываться на соответствие состояния их изоляции электротехническим правилам и нормам.

Оборудование считается находящимся в «горячем резерве», если оно отключено от источника и приемника энергии только выключателями, а разъединители при этом включены. Из определения следует, что в «горячем резерве» может находиться только-то оборудование, которое в схеме своего присоединения имеет не только разъединители, но и выключатели, либо только одни выключатели.

Перевод оборудования из оперативного состояния «в горячем резерве» в оперативное состояние «в работе» должен быть возможен путем включения только выключателей без операций разъединителями.

Техническое состояние оборудования, находящегося «в горячем резерве», должно быть таково, чтобы его можно было в любой момент ввести «в работу». Силовой трансформатор, у которого включены шинные разъединители со стороны первичного и вторичного напряжения, при отключенных выключателях, находится «в горячем резерве».

8 Режим холодного резерва

Оборудование считается находящимся в «холодном резерве», если оно отключено разъединителями и выключателями, при наличии таковых в схеме присоединения.

Оборудование, находящееся «в холодном резерве», может быть как в исправном, так и в неисправном состоянии, что отмечается в оперативной документации при приеме и сдаче дежурства.

На оборудовании, находящемся «в холодном резерве», не должны стоять защитные переносные заземления. При установке таковых оборудование переходит в оперативное состояние «в ремонте».

Силовой трансформатор, у которого отключены все шинные разъединители и все выключатели, находится «в холодном резерве». Измерительный трансформатор напряжения, не имеющий в схеме своего присоединения выключателя и отделенный от сборных шин отключенными шинными разъединителями, находится «в холодном резерве».

9. Оборудование «под напряжением»

В энергосистемах к основным и нормальным оперативным состояниям оборудования добавляют еще и пятое — «**оборудование под напряжением**».

Под этим состоянием разумеется включенное оборудование, не несущее нагрузки, либо оборудование, включенное только со стороны источника энергии, но не включенное со стороны приемника энергии. Например, кольцевая линия, включенная только со стороны одной подстанции, или трансформатор, включенный с одной из питающих сторон, находятся «под напряжением».

Применение этого определения, как основного и нормального, вряд ли может быть рекомендовано, так как для оперативного персонала станции или подстанции включенная линия без нагрузки в оперативном отношении ничем не отличается от линии, несущей нагрузку. Для наблюдающего персонала, за обоими концами линии она со стороны одной подстанции будет «в работе», а со стороны другой подстанции в «горячем резерве» или «в холодном резерве».

Трансформатор на холостом ходу находится не в законченном оперативном состоянии, а в промежуточном. Такие промежуточные оперативные состояния возможны и для других видов оборудования, однако они являются редкими. Определения промежуточных не основных состояний оборудования необходимо делать путем перечисления положения всех его коммутационных аппаратов.

10. Нагревание проводников

10.1 Общие замечания

В проводнике с током происходят потери электрической энергии различных видов:

- джоулевы потери пропорциональные квадрату тока и электрическому сопротивлению проводника. ($\vartheta C^0 = \kappa I^2 \cdot r$);

- потери в диэлектриках, пропорциональные квадрату напряжения. Активная мощность, рассеиваемая диэлектриком, определяется выражением

$$P_a = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta, \equiv \vartheta C^0;$$

- потери в магнитопроводе электрических машин и аппаратов от вихревых токов и гистерезиса.

Потери энергии в проводниках выделяются в окружающую среду в виде тепла. Температура проводников электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов и токоведущих частей электроустановки не должна превышать соответствующих допустимых значений, определяемых нагревостойкостью изоляционных материалов, требованию к температуре нагрева контактных соединений и физико-химическим свойствам материала токопроводов.

Основным параметром, определяющим срок службы изоляции (её старение) является рабочая температура. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) и ГОСТ нормирует допустимые температуры для изоляционных материалов и токоведущих частей при нормальном режиме работы.

Группы изоляционных материалов подразделяются на следующие классы допустимой температуры в $^{\circ}\text{C}$:

класс **Y** — волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и натурального шелка, не пропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал, 90°C :

класс **A** — волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального и искусственного шелка, в рабочем состоянии пропитанные или погруженные в жидкий электроизоляционный материал, 105°C :

класс **E** — синтетические материалы (пленки, волокна, смолы, компаунды и др.), 120°C :

класс **B** — материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами, 130°C :

класс **F** — материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими и пропитывающими составами, 155°C :

класс **H** — материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими (синтетическими) связующими и пропитывающими составами, кремнийорганическими эластомерами, 180°C :

класс **J** — слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих или с неорганическими и элементоорганическими составами, свыше 180°C .

Допустимая рабочая температура неизолированных проводов и шин 70°C .

Температура проводника должна быть представлена в виде суммы температур окружающей среды и температуры превышения проводника над температурой окружающей среды; $\vartheta = \vartheta_{\text{ОКР}} + \vartheta$;

где $\vartheta_{\text{ОКР}}$ — температура окружающей среды; $\vartheta = \vartheta - \vartheta_{\text{ОКР}}$ — превышение температуры проводника над температурой окружающей среды (воздуха, масла, воды, земли). В таблице 10.1 приведены значения номинальных расчетных температур окружающей среды.

Т а б л и ц а 10.1 Расчетная температура

Воздух для проводников (провода, шины, кабели)	25°C
Воздух для аппаратов	35°C
Земля	15°C
Вода	15°C

10.2 Теплообмен

В процессе переноса тепла от более нагретых тел к менее нагретым, а также к соседним телам и в окружающую среду различают три вида теплообмена: теплопроводность, конвекцию и лучеиспускание.

Явление теплопроводности характерно для твердых тел и может быть представлено математически: $\Phi = -\lambda \frac{d\vartheta}{dn} \cdot S$, где Φ – тепловой поток, Вт, через изо-термическую площадку S , м², направления нормали к ней, $\frac{d\vartheta}{dn}$ – градиент температуры в направлении нормали, λ – коэффициент теплопроводности материала, $\frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$. Отношение Φ/S представляет плотность теплового потока в какой либо точке поверхности, Вт/м² $q = \frac{\Phi}{S} = -\frac{d\vartheta}{dn}$. Знак минус указывает на то, что тепло передается в направлении убывания его температуры.

Конвекция это передача тепла от твердого тела к жидкости или газу. Количество тепла отводимого через конвекцию зависит от теплопроводности жидкости или газа, их плотности, формы, размеров и состояния охлаждаемой поверхности и превышения температуры тела над температурой окружающей среды. Мощность, рассеиваемая с помощью конвекции

$$\Phi_K = F_K \cdot q_K = F_K \cdot 1,81 \cdot 10^{-4} \cdot \beta \cdot \vartheta^{1,25};$$

где - F_K поверхность теплоотдачи конвекцией, см²; q_K – коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/см²; β – коэффициент, зависящий от высоты теплоотдающей поверхности и ее расположения в пространстве.

Тепловым излучением называют перенос тепла электромагнитными волнами через разделяющую газовую среду, которая принимается полностью прозрачной для тепловых лучей. Мощность, рассеиваемая лучеиспусканием

$$\Phi_L = F_L \cdot q_L = F_L \cdot c\varepsilon(T^4 - T_0^4);$$

где F_L – поверхность лучеиспускания, см²; $c = 5,7 \cdot 10^{-8}$ коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела, $\frac{Вт}{см^2}$; ε – степень черноты лучеиспускающей поверхности. Степень черноты лучеиспускающей поверхности различных материалов ЭУ приведена в таблице 10.2.

Т а б л и ц а 10.2 - Степень черноты различных элементов

Материал	Степень черноты лучеиспускающей поверхности ε
Абсолютно черное тело	1,0
Алюминий окисленный	0,11
Алюминий полированный	0,04
Эмалевая краска	0,6 – 0,8
Медь окисленная	0,72
Сталь окисленная	0,79
Черный лак	0,87

Шины и многопроволочные проводники относятся к однородным проводникам. Тепловыделение и теплоотдача, отнесенные к единице длины, одинаковы по всей длине. Следовательно, температура проводника также постоянна по длине и передача тепла вдоль проводника отсутствует. Теплообмен происходит только с поверхности проводника через конвекцию и излучение.

В установившемся тепловом состоянии все тепло, выделившееся в проводнике в единицу времени, отдается в окружающую среду:

$$P = I^2 \cdot R_a = \Phi,$$

где Φ – тепловой поток, Вт; R_a – активное сопротивление проводника. Задавшись температурой проводника, при известной температуре воздуха и сопротивлении проводника. Определив тепловой поток с поверхности Φ , можно вычислить допустимый ток для данного условия:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{\Phi}{R_a}}.$$

Таким образом, тепловой расчет сводится к определению активного сопротивления проводника при допустимой температуре и теплового потока с его поверхности при нормированном перепаде температур между проводником и воздухом.

10.3 Зависимость удельного сопротивления проводника от температуры

Зависимость близка к линейной в пределах от -100 до $+400^\circ\text{C}$. При температуре от -100 до -273°C зависимость нелинейная. Если продолжить наклонную прямую до пересечения с осью абсцисс (рисунок 20) и обозначить расстояние от точки пересечения до нуля через τ , то вся характеристика окажется линейной и зависимость удельного сопротивления от температуры может быть представлена следующим образом:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{\tau + \vartheta_2}{\tau + \vartheta_1},$$

где ρ_1 и ρ_2 - удельное сопротивление при температуре, равной соответственно

ϑ_2 и ϑ_1 ; τ - некоторая условная температура, зависящая от свойства материала проводника. Для твердотянутой меди $\tau = 242^\circ\text{C}$, для алюминия 236°C .

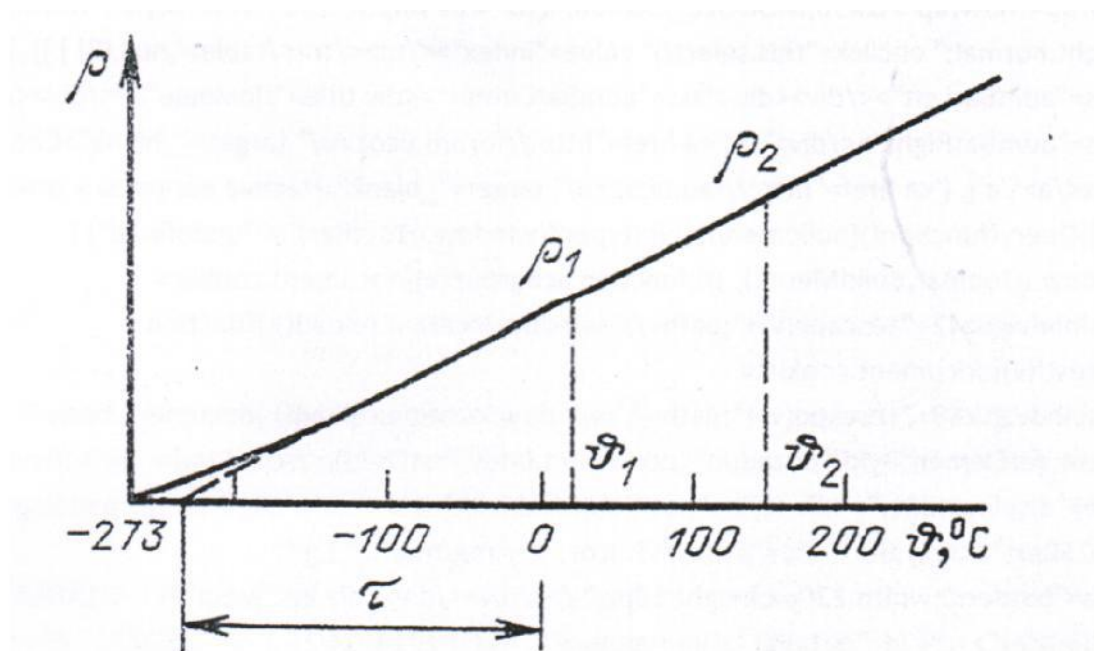


Рисунок 20. Зависимость удельного сопротивления проводника от температуры.

11. Термическая стойкость неизолированных проводников

11.1 Процесс нагревания проводников при КЗ

При КЗ температура проводников резко возрастает и может существенно превысить значения наибольших допустимых температур. Предельные значения допустимых температур нагрева при КЗ определяется с учетом снижения механических свойств проводников, свойств изоляционных материалов, надежности работы контактов. С увеличением температуры повышается химическая активность проводников. Происходит интенсивное окисление голых проводов, контактов аппаратов, болтовых и винтовых соединений.

Значение допустимых температур нагрева при КЗ, для различных элементов ЭУ устанавливаются ПУЭ, и для голых проводников приведены в таблице 11.1.

Т а б л и ц а 11.1 Предельно допустимые температуры проводников

Проводники	Допустимая температура (ϑ_K^0 C)
Шины медные	300
Шины алюминиевые	200
Шины стальные не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные имеющие непосредственное соединение с аппаратами	300
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм ²	
менее 20	250
более 20	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях Н/мм ²	
менее 10	200
более 10	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

Современные ЭУ оборудованы быстродействующими устройствами релейной защиты и выключателями с малым временем отключения (время действия КЗ обычно не более 0,1 – 3,0 с), поэтому процесс нагревания проводника при КЗ можно считать адиабатическим, т. е. тепло выделенное в проводнике не успевает отдаться в окружающую среду.

11.2 Определение конечной температуры проводника при КЗ

Конечная температура проводника при КЗ определяется аналитически при следующих допущениях:

- процесс нагревания проводника считается адиабатическим;
- зависимость удельного сопротивления проводника от температуры принимается линейной;
- удельная теплоёмкость материала проводника принимается не зависящей от температуры;
- распределение тока КЗ по сечению проводника принимается равномерным.

Процесс нагревания проводника при КЗ описывается дифференциальным уравнением: $\frac{1}{S} \cdot \rho_1 \cdot \frac{\tau + \vartheta}{\tau + \vartheta_1} i_K^2 dt = SC d\vartheta$,

где i - полный ток КЗ; ϑ - текущее значение температуры проводника в переходном процессе; ϑ_1 - начальная температура проводника; ρ_1 - удельное сопротивление материала проводника при начальной температуре; S – сечение проводника; C – удельная теплоёмкость материала проводника. Левая часть ра-

венства это энергия, выделившаяся в проводнике заданного сечения на длине 1 м в течение времени dt при температуре ϑ ; правая часть – энергия поглощаемая проводником при повышении его температуры $d\vartheta$. Для определения конечной температуры проводника следует разделить переменные и интегрировать левую часть в пределах от нуля до t_{K3} , а правую часть от ϑ_1 до ϑ_2 . ($t_K = t_{P3} + t_{ВЫКЛ}$) ϑ_2 – конечная температура проводника.

$$\frac{1}{S^2} \int_0^{t_K} i_K^2 dt = \frac{C}{\rho_1} \cdot (\tau + \vartheta_1) \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} \frac{1}{\tau + \vartheta} d\vartheta.$$

Начальную температуру ϑ_1 принимаем равной нулю, тогда после интегрирования имеем: $\frac{B}{S^2} = \frac{C}{\rho_0} \tau \ln \frac{\tau + \vartheta_2}{\tau}$,

где $B = \int_0^{t_K} i_K^2 dt$ – интеграл Джоуля, $A^2 \cdot c$; $B/S^2 = A$ – интеграл квадратичной плотности тока КЗ, $A^2 \cdot c/m^4$.

По данному выражению строятся зависимости конечной температуры проводника от квадратичной плотности тока КЗ (рисунок 21).

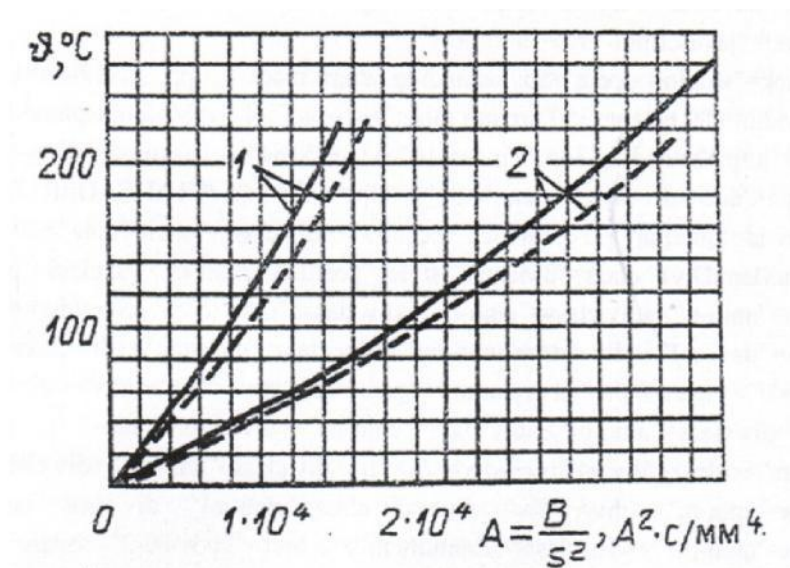


Рисунок 21. Кривые для определения конечной температуры проводников при КЗ: 1 – алюминий, 2 – медь. Сплошные линии – шины, пунктир – кабели.

12. Электродинамические силы в токопроводах и электрических аппаратах

12.1 Общие правила

Из курса физики известно, что электрические токи в проводниках взаимодействуют. Силы взаимодействия проводников с током называют электродинамическими. Они пропорциональны квадрату тока и обратно пропорциональны расстоянию между ними. Эти силы взаимодействия достигают своих максимальных значений при коротких замыканиях. Им подвержены все токоведущие

элементы ЭУ. Шинные конструкции, электрические аппараты, силовые и измерительные трансформаторы и т. п., должны обладать достаточной механической прочностью, чтобы противостоять действию электродинамических сил при КЗ. Большинство токоведущих частей в ЭУ расположены параллельно или близко к этому. Силы взаимодействия притягивают, один проводник к другому если токи в них направлены в одну сторону, и отталкивают – если в разные стороны (рисунки 22).

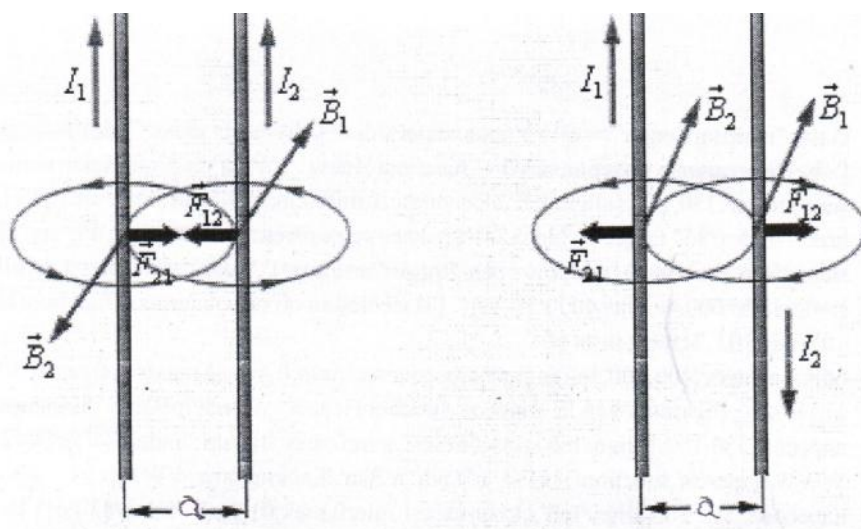


Рисунок 22. Силы взаимодействия двух проводников с током.

12.2 Электродинамические силы в трехфазном токопроводе при коротком замыкании

Взаимодействие параллельных проводников прямоугольного сечения требует введения поправочного коэффициента формы. Он может быть определен следующим образом. Проводники с током I_1 и I_2 разделяют на ряд элементов с бесконечно малыми поперечными сечениями. Определяют токи в них, исходя из предположения равномерного распределения тока по сечению проводника.

$$F_{1,2} = \frac{\mu_0 \cdot I_1 \cdot I_2}{2\pi a},$$

где a – расстояние между проводниками; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – магнитная проницаемость воздуха. Найденная таким методом расчетная сила F'_p является сложной функцией размеров поперечного сечения и расстояния между ними, которая может быть приведена к виду $F'_p = F' \cdot k_\phi$,

где k_ϕ – коэффициент формы. Он определяется по кривым, приведенным в справочной литературе и из рисунка 23.

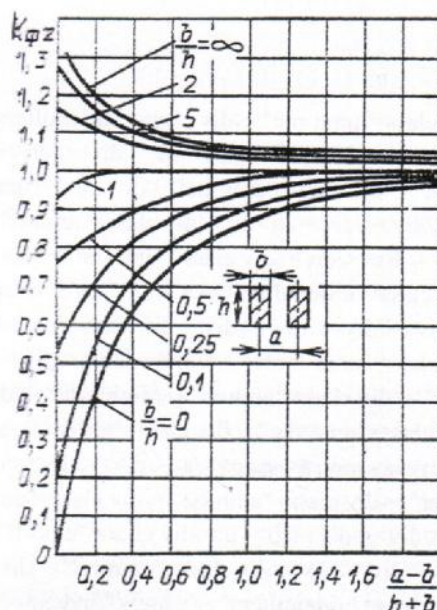


Рисунок 23. Кривые для определения коэффициента формы проводника прямоугольного сечения.

12.3 Электродинамические силы в кольцевом проводнике

Сила F , действующая на длине $2\pi A$ кольцевого проводника, распределена равномерно по окружности (рисунок 24). Она стремится увеличить радиус кольца, т. е. совершить работу $F\partial A$.

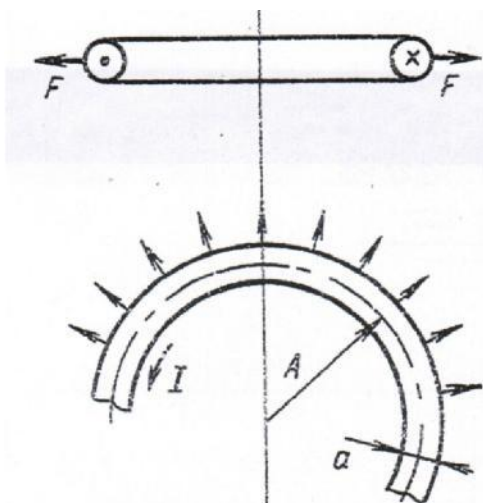


Рисунок 24. Распределение электродинамической силы в кольцевом проводнике.

Энергия магнитного поля кольца при этом увеличивается на $(I^2/2) \partial L$, где L – индуктивность кольца. Сила F может быть определена из условия

$$F\partial A = \frac{1}{2} I^2 \partial L, \text{ откуда } F = \frac{1}{2} \cdot I^2 \cdot \frac{\partial L}{\partial A}.$$

При $a \ll A$ $F = I^2 \frac{\mu_0}{2} \left(\ln \frac{8A}{a} - 0,75 \right)$ или на единицу длины
 $F = I^2 \frac{1}{A} \left(\ln \frac{8A}{a} - 0,75 \right) \cdot 10^{-7}$.

Это выражение может быть использовано при расчете электродинамических сил в многослойных катушках электрических аппаратов.

12.4 Электродинамические силы в трёхфазном токопроводе при КЗ

Электродинамические силы в проводниках зависят от вида КЗ, периодической составляющей тока, постоянной времени затухания апериодической составляющей и от фазы включения – угла α , определяющего фазу напряжения в момент КЗ. Фаза включения α должна быть выбрана так, чтобы получить наибольшее значение полного тока. Как известно это имеет место при $\alpha = 0$.

При трёхфазном КЗ токи в проводниках представляются в следующем виде:

$$\begin{aligned} I_A &= I_m [\sin(\omega t - \varphi_K) + \sin \varphi_K e^{-\frac{t}{T_a}}]; \\ I_B &= I_m \left[\sin \left(\omega t - \varphi_K - \frac{2\pi}{3} \right) + \sin \left(\varphi_K + \frac{2\pi}{3} \right) e^{-\frac{t}{T_a}} \right]; \\ I_C &= I_m \left[\sin \left(\omega t - \varphi_K + \frac{2\pi}{3} \right) + \sin \left(\varphi_K - \frac{2\pi}{3} \right) e^{-\frac{t}{T_a}} \right]; \end{aligned}$$

$I_m = \sqrt{2}I_{\Pi}$ – амплитуда периодической составляющей тока трёхфазного КЗ;
 $\varphi_K = \arctg X/R$; $T_a = L/R$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Сила взаимодействия среднего проводника B с двумя крайними A и C при трёхфазном КЗ (рисунок 25) отнесенная к единице длины, может быть определена из выражения

$$F'_B = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} \cdot (i_A \cdot i_B - i_C \cdot i_B).$$

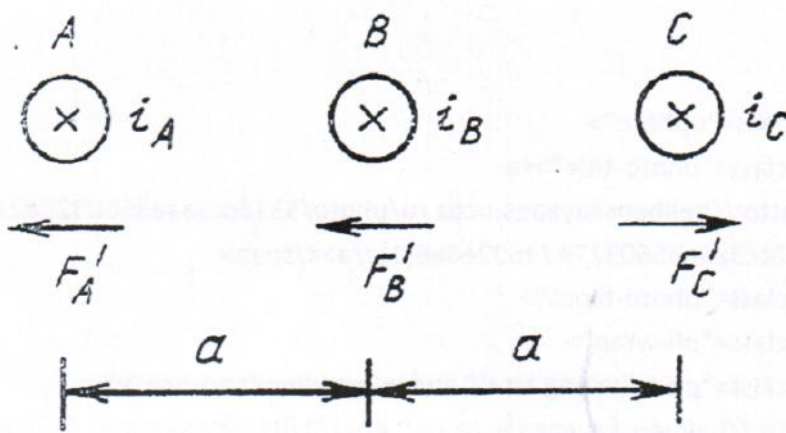


Рисунок 25. Условное направление токов и электродинамических сил в трёхфазном токопроводе при КЗ.

Знак минус указывает, что силы взаимодействия с крайними проводниками A и C направлены противоположно. Силы, действующие на единицу длины крайних проводников,

$$F'_B = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} \cdot \left(i_A \cdot i_B + \frac{1}{2} i_C \cdot i_B \right).$$

Множитель $\frac{1}{2}$ у второго слагаемого учитывает удвоенное расстояние между проводами A и C .

Динамическая устойчивость шинных конструкций определяется для фазы B т. к. она при КЗ находится в самых тяжёлых условиях. Наступает момент, когда фаза A притягивает фазу B , а в тоже время фаза C отталкивает фазу B , и на фазу B действуют две силы, приложенные в одну сторону. Если при расчетах оказывается, что шинная конструкция фазы B удовлетворяет требованиям механической стойкости, то фазы A и C тем более.

12.5 Расчёт максимальной силы действующей на проводники шинных конструкций

Максимальную силу $F_{\max}^{(3)}$, Н, (эквивалентную равномерно распределенной подлине пролёта нагрузки), действующую в трехфазной системе проводников на расчетную фазу при трехфазном КЗ, следует определять по формуле

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} l \left(i_{\sqrt{3}}^{(3)} \right)^2 K_{\phi} K_{расп},$$

где l - длина пролёта, м; $i_{\sqrt{3}}^{(3)}$ - ударный ток трёхфазного КЗ, А;

$K_{РАСП}$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

K_{ϕ} - коэффициент формы, (рисунок 23);

a – расстояние между проводниками, м.

Значения коэффициента $K_{расп}$ для некоторых типов шинных конструкций (рисунок 26) указаны в таблице. 12.1.

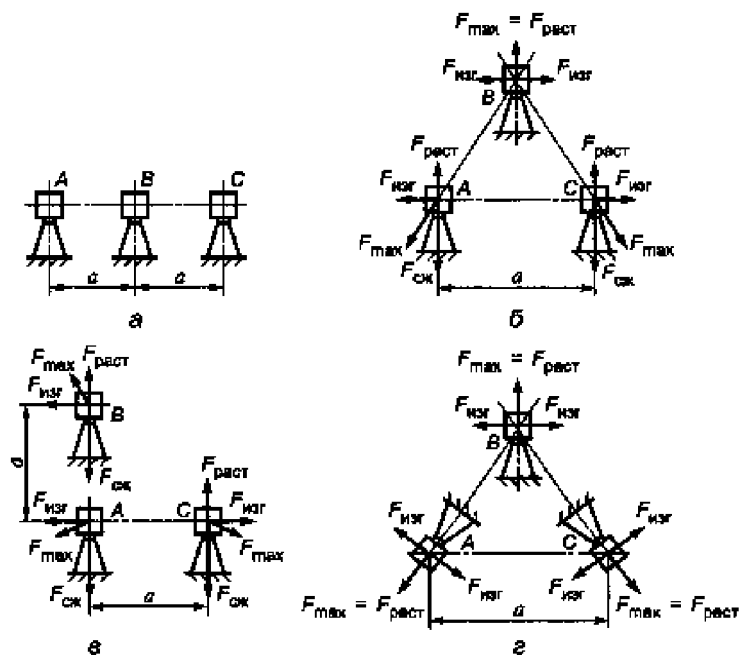


Рисунок 26. Схемы взаимного расположения шинных конструкций

Таблица 12.1 Значения коэффициента $K_{\text{расп}}$

Расположение шин	Расчетная фаза	Значение коэффициента $K_{\text{расп}}$ для нагрузок			
		результатирующей	изгибающей	растягивающей	сжимающей
В одной плоскости (рисунок 2 а)	В	1,00	1,00	0	0
По вершинам равностороннего треугольника (рисунок 2 б)	А	1,00	0,94	0,25	0,75
	В	1,00		1,00	0
	С	1,00	0,94	0,25	0,75
По вершинам прямоуголь. равнобедрен. треугольника (рисунок 2 в)	А	0,87	0,87	0,29	0,87
	В	0,95	0,43	0,83	0,07
	С	0,95	0,93	0,14	0,43
По вершинам равностороннего треугольника, но оси изоляторов расположены под углом $2\pi/3$ друг к другу (рисунок 2 г)	А, В, С	1,00	0,50	1,00	0

При двухфазном КЗ максимальную силу определяют по формуле

$$F_{\max}^{(2)} = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} I_{(2)}^2 K_{\phi} K_{рас},$$

13. Электрические аппараты первичных цепей ЭУ

13.1 Автоматические выключатели.

Высоковольтный выключатель представляет собой специальный коммутационный аппарат, с помощью которого производится оперативное включение и отключение, как отдельных электрических цепей, так и различного оборудования. При этом возможны как нормальные, так и аварийные режимы функционирования трехфазных (со стандартной частотой 50 Гц) энергосистем, предусматривающие ручное, дистанционное или автоматическое управление.

Главная проблема коммутации высоковольтных цепей – образование в момент размыкания контактов электрической дуги, которая приводит к разрушению последних. Поэтому в конструкции высоковольтного выключателя изначально заложены определенные конструктивные решения, позволяющие решить эту проблему. В частности, на контактах применяется керамическое покрытие, используются различные дугогасительные устройства и различные приводы (электромагнитные, пружинные, гидравлические и пневматические).

Решение проблемы с гашением дуги решается несколькими способами:

- в воздушных выключателях это происходит за счет сжатого воздуха;
- в масляных выключателях для этих целей используются пары масла;
- в элегазовых выключателях применяется специальный газ SF₆, имеющий высокие диэлектрические свойства;
- и наконец, в вакуумных установках используется специальная дугогасительная камера (ВДК).

Такие выключатели, способные работать при номинальных напряжениях от 6-ти до 1150 кВ, и возникающих при этом токах отключения до 80 кА, нашли широкое применение на различных электрических станциях. Также эффективно их используют в электрических сетях и на подстанциях.

По значению можно выделить следующие типы:

- сетевые выключатели, выполняющие свои функции при напряжениях в сети более 6 кВ;
- генераторные выключатели (работают в диапазоне 6... 20 кВ), главное отличие которых от стандартной конструкции – это способность работать при больших номинальных (до 10000 А) тока;
- высоковольтные выключатели (в диапазоне от 6-ти до 220 кВ), используемые в электрических сетях;
- выключатели нагрузки, характеристики которых предназначены для коммутации цепей со стандартными параметрами, без возможности реагирования на токи КЗ.

Так как отказ выключателя в случае аварийной ситуации в электрической сети может привести к весьма серьезным последствиям, к его функционированию предъявляются повышенные требования. В первую очередь это касается такой характеристики, как надежность, а также время срабатывания, которое должно быть по возможности минимальным.

Немаловажное значение имеет и такой параметр, как ремонтпригодность, который выражается, прежде всего, в возможности быстрого и своевременного доступа к поврежденному блоку, позволяющая максимально быстро устранить возникшие неисправности.

Кроме того к выключателям предъявляются дополнительные требования:

- безопасность для обслуживающего персонала;
- по возможности малые габариты и масса;
- простота монтажа;
- бесшумность работы;
- сравнительно невысокая стоимость.

Срок службы выключателей должен составлять не менее 20 лет.

13.1.1 Масляные выключатели

Масляные выключатели появились в конце позапрошлого века и до 1930 года являлись единственным видом отключающей аппаратуры в сетях высокого напряжения. Масляные выключатели имеют ряд существенных недостатков:

- невысокий межремонтный срок эксплуатации;
- взрывоопасные;
- пожароопасные;
- относительно большие габариты и масса;
- необходимости специального масляного хозяйства.

Общим недостатком масляных выключателей - малый ресурс работы особенно на производствах, связанных с частыми коммутациями. Так при использовании масляных выключателей при питании сталеплавильных печей их наработка до среднего капремонта - несколько дней. Для выключателя ВМГ-10, согласно инструкции, капремонт должен проводиться раз в 6 лет или при всего лишь 6 отключениях К.З. Это вместе с вышесказанным (опасность взрыва при отключении, постоянный контроль за уровнем масла, небольшие допустимые отклонения по уровню при монтаже, необходимость достаточно мощных приводов включения и пр.) - привело к признанию масляных выключателей морально устаревшими и заменой их на более современные виды выключателей - вакуумные и элегазовые.

В настоящее время масляные выключатели промышленностью не выпускаются, они выведены из линейки проектирования, хотя их эксплуатация будет продолжаться ещё некоторое время, до замены на более современные.

13.1.2 Элегазовые выключатели

Элегазовый выключатель — это разновидность высоковольтного выключателя, коммутационный аппарат, использующий элегаз (шестифтористую серу, SF₆) в качестве среды гашения электрической дуги; предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

На сегодняшний день, использование элегаза в качестве дугогасящей среды, более эффективной по сравнению со сжатым воздухом и маслом, является наиболее перспективным и быстроразвивающимся направлением развития выключателей переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения. Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует такого тщательного ухода за собой, как масло.

Элегазовому оборудованию также присущи: компактность; большие межревиссионные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы; широкий диапазон номинальных напряжений (6–1150 кВ); пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

Элегазовые выключатели начали усиленно разрабатываться с 1980 г. и имеют большие перспективы при напряжениях 110...1150 кВ и токах отключения до 80 кА. В технически развитых странах элегазовые выключатели высокого и сверхвысокого напряжения (110–1150 кВ) практически вытеснили все другие типы аппаратов. Многие ведущие фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств на классы напряжения 110 кВ и выше.

Конструкция элегазового выключателя.

По конструкции различают колонковые и баковые выключатели. Колонковые ни внешне, ни по размерам принципиально не отличаются от маломасляных, кроме того, что в современных элегазовых выключателях 220 кВ только один разрыв на фазу. Баковые элегазовые выключатели имеют гораздо меньшие габариты по сравнению с масляными, имеют один общий привод на три полюса, встроенные трансформаторы тока.

В элегазовых выключателях применяются различные способы гашения дуги в зависимости от номинального напряжения, номинального тока отключения и эксплуатационных особенностей в месте установки. В элегазовых дугогасительных устройствах в отличие от воздушных дугогасительных устройств при гашении дуги прохождение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при относительно небольшом избыточном давлении. По способу гашения дуги в элегазе различаются следующие элегазовые выключатели:

- авто компрессионные с дутьем в элегазе, создаваемым посредством компрессионного устройства (элегазовые выключатели с одной ступенью давления);
- в которых гашение дуги в дугогасительных устройствах обеспечивается вращением её по кольцевым контактам под действием поперечного магнитного

поля, создаваемого отключаемым током (элегазовые выключатели с электромагнитным дутьем);

- предварительно сжатый газ поступает из резервуара с относительно высоким давлением элегаза (элегазовые выключатели с двумя ступенями давления);
- с дугогасительным устройством продольного дутья, в которых повышение давления элегаза происходит за счет разогрева газовой среды дугой отключения в специальной камере (элегазовые выключатели с автогенерирующим дутьем).

Приводы выключателей обеспечивают управление выключателем — включение, удержание во включенном положении и отключение. Вал привода соединяют с валом выключателя системой рычагов и тяг. Привод выключателя должен обеспечивать необходимую надежность и быстроту работы, а при электрическом управлении — наименьшее потребление электроэнергии. В элегазовых выключателях применяют два типа приводов:

- пружинный привод, управляющим органом которого является кинематическая система рычагов, кулачков и валов;
- пружинно-гидравлический привод, управляющим органом которого является гидросистема.

К преимуществам элегазовых выключателей можно отнести возможность применения на все классы напряжений свыше 1 кВ;

- гашение дуги происходит в замкнутом объеме без выхлопа в атмосферу;
- относительно малые габариты и масса;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- быстрота действия;
- высокая отключающая способность;
- надежное отключение малых индуктивных и емкостных токов в момент перехода тока через нуль без среза и возникновения перенапряжений;
- малый износ дугогасительных контактов;
- бесшумная работа;
- возможность создания серий с унифицированными узлами;
- пригодность для наружной и внутренней установки.

К недостаткам элегазовых выключателей можно отнести:

- сложность и дороговизна изготовления - при производстве необходимо соблюдать высокую чистоту и точность;
- высокие требования к качеству элегаза;
- температурные недостатки SF₆, необходимость подогрева и использования смесей элегаза с азотом, хладоном и другими веществами, позволяющими работать элегазовым выключателям в условиях низких температур окружающей среды;
- необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF₆;
- относительно высокая стоимость SF₆;
- требуется более внимательное отношение к использованию и учету элегаза.

На рисунке 27 показаны габаритные, установочные и присоединительные размеры трехполюсного элегазового выключателя типа ВГТ-110 совместно с трансформатором тока ТОГФ-110

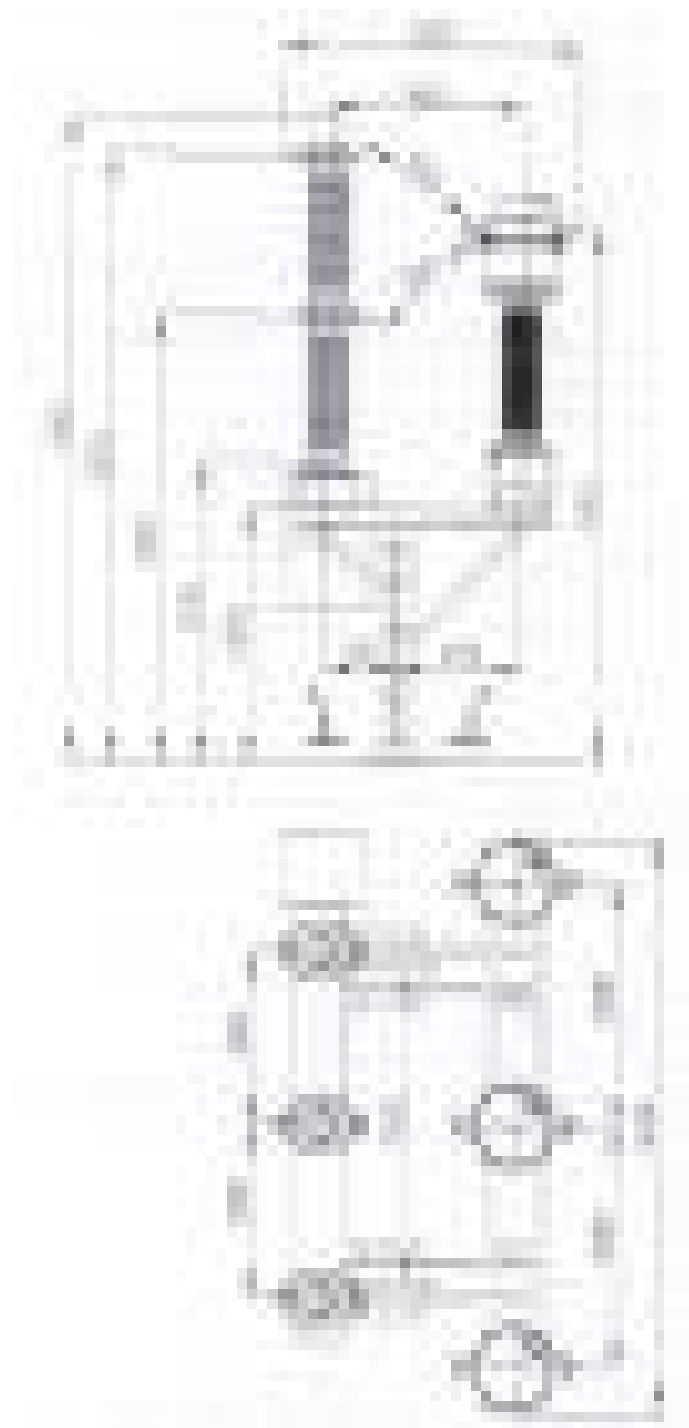


Рисунок 27. Выключатель элегазовый с трансформатором тока.

На рисунке 28 показан элегазовый выключатель баковый, типа ВЭБ-УЭТМ-110 на напряжение 110 кВ. Трансформаторы тока в отличие от выключателя типа ВГТ-110 встроены внутри баков, при этом сокращается установочная площадь.

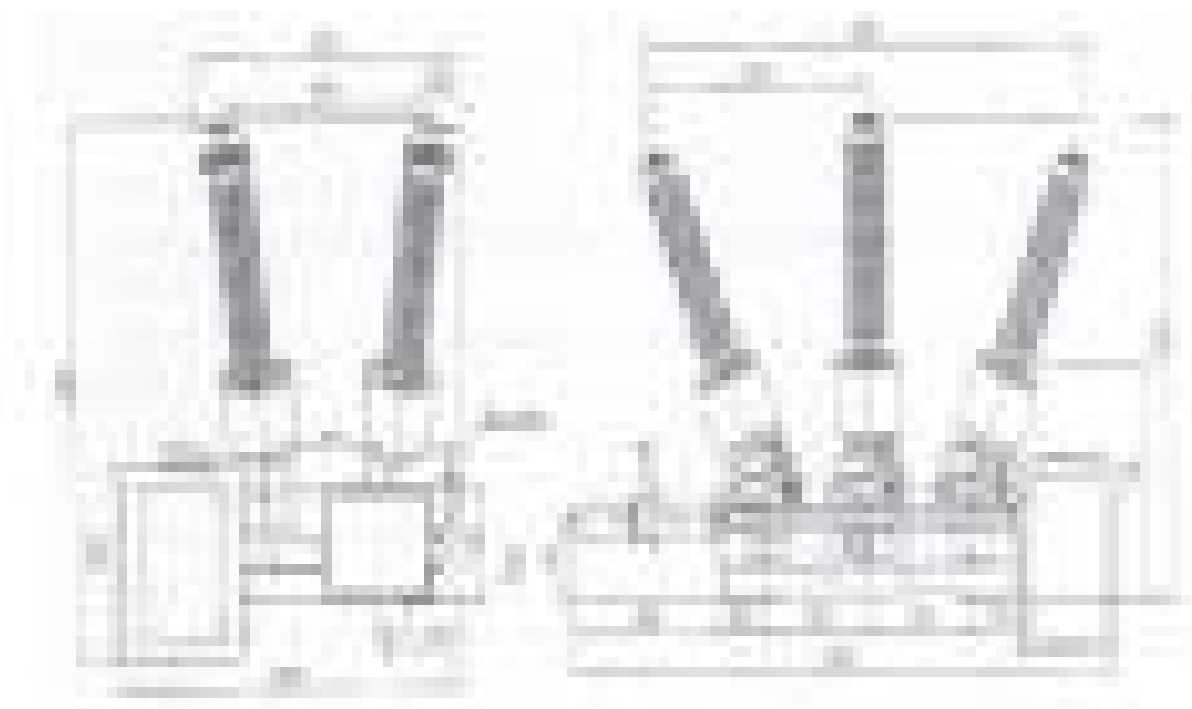


Рисунок 28. Габаритные, установочные и присоединительные размеры выключателя ВЭБ-УЭТМ-110 с полимерными изоляторами.

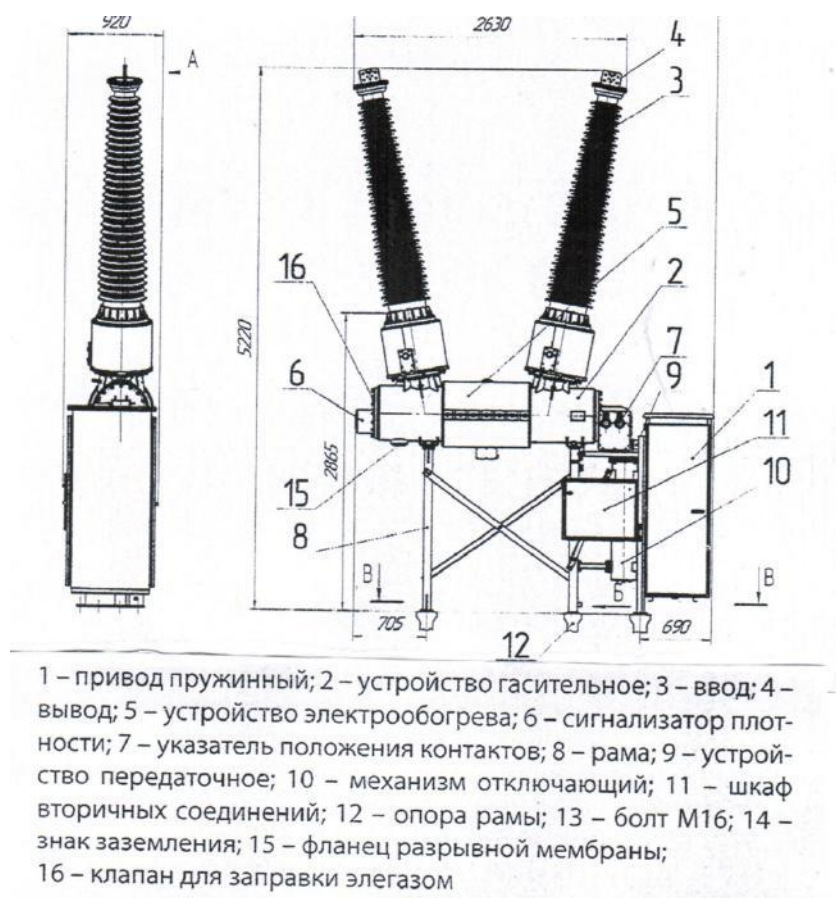


Рисунок 29. Выключатель ВЭБ-220 в однополюсном исполнении.

13.1.3 Вакуумные выключатели

Вакуумный выключатель — высоковольтный выключатель, в котором вакуум служит средой для гашения электрической дуги. Вакуумный выключатель предназначен для коммутаций (операций включения-отключения) электрического тока — номинального и токов короткого замыкания (КЗ) в электроустановках.



Рисунок 30. Вакуумный выключатель на 6-10 кВ

Первые разработки вакуумных выключателей были начаты в 30-е годы XX века, действующие модели могли отключать небольшие токи при напряжениях до 40 кВ. Достаточно мощные вакуумные выключатели в те годы так и не были созданы из-за несовершенства технологии изготовления вакуумной аппаратуры и, прежде всего, из-за возникших в то время технических трудностей по поддержанию глубокого вакуума в герметизированной камере.

Для создания надежно работающих вакуумных дугогасительных камер, способных отключать большие токи при высоком напряжении электрической сети, потребовалось выполнить обширную программу исследовательских работ.

В ходе проведения этих работ примерно к 1957 г. были выявлены и научно объяснены основные физические процессы, происходящие при горении дуги в вакууме.

Переход от единичных опытных образцов вакуумных выключателей к их серийному промышленному производству занял ещё два десятилетия, поскольку потребовал проведения дополнительных интенсивных исследований и разработок, направленных, в частности, на отыскание эффективного способа предотвращения опасных коммутационных перенапряжений, возникавших из-за преждевременного обрыва тока до его естественного перехода через нуль, на решение сложных проблем, связанных с распределением напряжения и загрязнением внутренних поверхностей изоляционных деталей осаждавшимися на них парами металла, проблем экранирования и создания новых высоконадежных сильфонов и др.

В настоящее время в мире налажен промышленный выпуск высоконадежных быстродействующих вакуумных выключателей, способных отключать большие токи в электрических сетях среднего (6, 10, 35 кВ) и высокого напряжения (до 220 кВ включительно).

Поскольку разреженный газ ($10^{-6} \dots 10^{-8}$ Н/см²) обладает электрической прочностью, в десятки раз превышающей прочность газа при атмосферном давлении, то это свойство широко используется в высоковольтных выключателях: в них при размыкании контактов в вакууме сразу же после первого прохождения тока в дуге через ноль изоляция восстанавливается, и дуга вновь не загорается. В момент размыкания контактов в вакуумном промежутке коммутируемый ток инициирует возникновение электрического разряда — вакуумной дуги, существование которой поддерживается за счет металла, испаряющегося с поверхности контактов в вакуумный промежуток. Плазма, образованная ионизированными парами металла, проводит электрический ток, поэтому ток протекает между контактами до момента его перехода через ноль. В момент перехода тока через ноль дуга гаснет, а оставшиеся пары металла мгновенно (за 7—10 микросекунд) конденсируются на поверхности контактов и других деталей дугогасящей камеры, восстанавливая электрическую прочность вакуумного промежутка. В то же время на разведенных контактах восстанавливается приложенное к ним напряжение.

Достоинства вакуумных выключателей:

1. Отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды и масляного хозяйства.
2. Высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов КЗ.
3. Снижение эксплуатационных затрат, простота эксплуатации.
4. Быстрое восстановление электрической прочности.
5. Полная взрыво- и пожаробезопасность.
6. Повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам.
7. Произвольное рабочее положение вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) в конструкции выключателя.
8. Широкий диапазон температур окружающей среды, в котором может работать ВДК (от -70° до $+200^{\circ}$ С).
9. Бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием внешних эффектов при отключении токов КЗ.
10. Отсутствие загрязнения окружающей среды.
11. Высокое быстродействие, применение для работы в любых циклах АПВ.
12. Сравнительно малые массы и габариты, небольшие динамические нагрузки на конструкцию при работе из-за относительно малой мощности привода.
13. Легкая замена ВДК.

К недостаткам можно отнести:

1. Возможные коммутационные перенапряжения при отключении малых индуктивных токов.
2. Трудности при создании и изготовлении, связанные с созданием контактных материалов, сложностью вакуумного производства, склонностью материалов контактов к сварке в условиях вакуума.
3. Большие вложения, необходимые для осуществления технологии производства, и поэтому большая стоимость.

Принцип работы вакуумной дугогасящей камеры выключателя серии ВВ/TEL.

В момент размыкания контактов в вакуумном промежутке коммутируемый ток инициирует возникновение электрического разряда - вакуумной дуги, существование которой поддерживается за счет металла, испаряющегося с поверхности контактов в вакуумный промежуток.

Плазма, образованная ионизированными парами металла, является проводящей, поэтому она поддерживает протекание тока между контактами до момента его перехода через ноль. В момент перехода тока через ноль дуга гаснет, а оставшиеся пары металла мгновенно (за 7... 10 микросекунд) конденсируются на поверхности контактов и других деталей дугогасящей камеры, восстанавливая электрическую прочность вакуумного промежутка.

В то же время на разведенных контактах восстанавливается приложенное к ним напряжение. В том случае, когда при восстановлении напряжения на поверхности контакта (обычно анода) остаются перегретые участки, они могут служить источником эмиссии заряженных частиц, вызывающих пробой вакуумного промежутка, с последующим протеканием через него тока. Для предотвращения подобных отказов необходимо управлять вакуумной дугой, равномерно распределяя тепловой поток по всей поверхности контактов путем наложения на нее продольного, т.е. совпадающего с направлением тока, магнитного поля, которое индуцируется самим током. Именно этот весьма эффективный способ управления вакуумной дугой был осуществлен в вакуумных дугогасящих камерах выключателей серии ВВ/TEL.

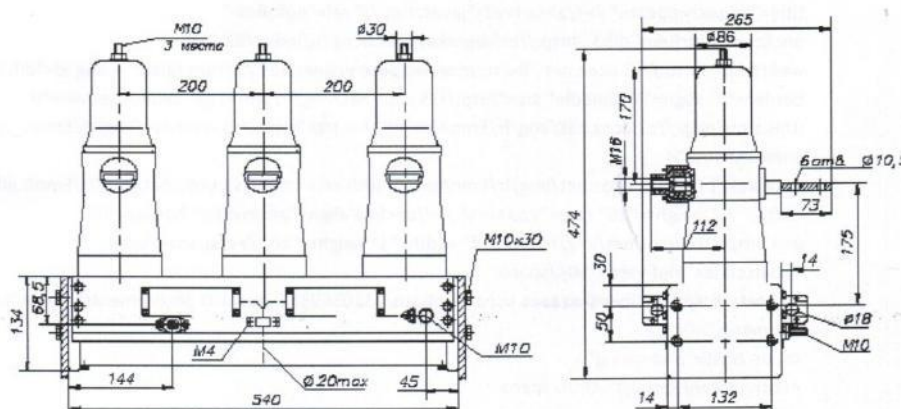


Рисунок 31. Габаритные и установочные размеры выключателя ВВ/TEL-10-12,5.

13.1.4 Воздушные выключатели

Воздушный выключатель это высоковольтный выключатель, у которого гашение электрической дуги и перемещение контактов производится потоком сжатого воздуха, который создаётся отдельным устройством (в отличие от автогазового выключателя - здесь газы для дугогашения создаются внутри самого аппарата).

Воздушные выключатели подразделяются:

- по конструктивному исполнению:

выключатели с отделителем;

выключатели без отделителя.

- по назначению:

распределительные - номинальное напряжение до 750кВ, номинальный ток - до 3200А, отключающая способность - 40 - 50кА;

генераторные - номинальное напряжение до 25кВ, номинальный ток - до 20кА, отключающая способность - до 160кА.

Дополнительные элементы для воздушных выключателей.

Поскольку воздушный выключатель не способен самостоятельно создавать поток сжатого воздуха, то для его работы необходимы следующие дополнительные элементы:

- устройство создания сжатого воздуха - компрессор;
- система пневмопроводов;
- устройство хранения сжатого воздуха - ресивер.

Принцип работы воздушного выключателя.

Гашение дуги в воздушном выключателе может происходить как продольным, так и поперечным движением воздуха

Количество контактных разрывов в одном полюсе зависит от номинального напряжения выключателя. Параллельно к дугогасящим контактам обычно подключается шунтирующие сопротивления для облегчения гашения дуги. Принципы работы механизмов в выключателях с отделителем и без отделителя несколько отличается.

В выключателях с отделителем дугогасящие контакты соединены с поршнями в контактно - поршневой механизм. Последовательно с дугогасительными контактами включен отделитель. Дугогасящие контакты с отделителем образуют полюс выключателя. Во включённом состоянии выключателя дугогасящие контакты и отделитель замкнуты. При подаче сигнала на отключение срабатывает электромагнитный пневмоклапан, который открывает пневмопровод и воздух от расширителя (ресивера), воздействует на поршни дугогасящих контактов. Контакты размыкаются, и возникающая дуга гасится потоком воздуха, затем отключается отделитель, разрывая остаточный ток. Время подачи воздуха рассчитывается так, чтобы возникшая дуга была гарантированно погашена. Как только подача воздуха прекращается дугогасительные контакты возвращаются во включённое состояние, а разрыв цепи обеспечивается разомкнутым отделителем. Конструктивно отделитель может быть выполнен, открыто - такая конст-

рукция обычно применяется в выключателях вплоть до 35кВ. В выключателях на большее номинальное напряжение отделители изготавливаются в виде воздухонаполненных камер.

В выключателях без отделителя дугогасящие контакты предназначены, как для дугогашения, так и разрыв цепи в отключённом состоянии (функции отделителя).

В конструкции выключателей без отделителя применяются воздухонаполненные камеры (резервуары) с размещёнными внутри них дугогасительными устройствами. Привод контактов отделён от гасящей среды. Контакты могут выполнены одно- и двухступенчатыми.

Преимущество воздушных выключателей:

Воздушные выключатели давно эксплуатируются в энергосистемах России и имеется большой опыт их эксплуатации и ремонта;

- ремонтнопригодность (особенно по сравнению с элегазовыми выключателями).

Недостатки воздушных выключателей:

- необходимость наличия развитой пневмосистемы и компрессорного оборудования;
- сильный шумовой эффект при отключении токов КЗ;
- большие габариты (особенно по сравнению с элегазовыми), что вызывает большие размеры *ОРУ*.

Эксплуатация:

В настоящий момент этот тип выключателей в основном используется в энергосистемах (в сетях 35кВ и выше). Имеется тенденция замены воздушных выключателей на вакуумные и элегазовые.

Ниже приведены примеры исполнения выключателей.

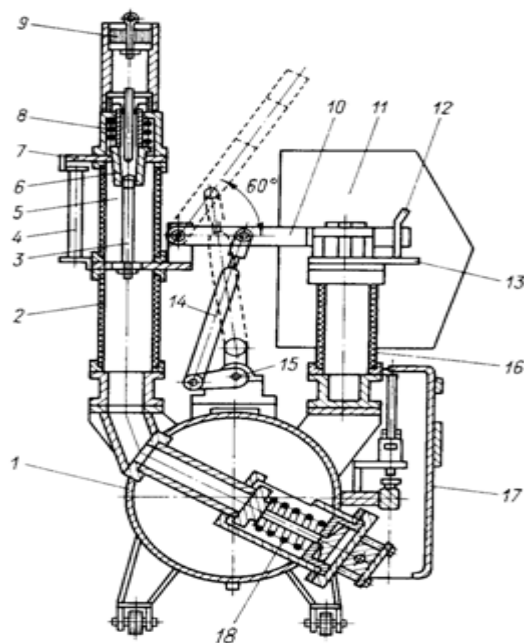


Рисунок 32. Конструктивная схема воздушного выключателя ВВП-35

Конструктивная схема воздушного выключателя (ВВП-35) с контактно-поршневым механизмом и открытым отделителем приведена на рис.32. Выключатель состоит из трех механически связанных полюсов (на рисунке приведен разрез одного полюса), смонтированных на общем основании (резервуаре 1), и распределительного шкафа (на рисунке не показан). На резервуаре установлены: дугогасительные устройства 5 на опорных изоляторах 2, неподвижные контакты 12 отделителя 10 на изоляторах 16, электропневматическое устройство 17 (одно на три полюса) для управления встроенным в резервуар дифференциальным клапаном 18 и привод (на рисунке не показан), управляющий отделителем через вал 15 и изоляционные штанги 14. Полюсы выключателя (отделителя) разделены между собой изоляционными перегородками 11 и имеют выводы 7 и 13. При открытии дифференциального клапана сжатый воздух из резервуара через полость опорного изолятора поступает в дугогасительную камеру, давит на контактно-поршневой механизм 8, размыкает контакты (неподвижный 3, подвижный 6) и через сопло подвижного контакта выдувает и гасит дугу. Пламя дуги охлаждается в пламегасительной решетке 9. Для облегчения гашения дуги контакты шунтированы резистором 4. После погасания дуги отделитель 10 размыкается и отключает оставшийся ток.

Длительность времени подачи дутья в дугогасительную камеру регулируется механизмом пневматической отсечки электропневматического устройства. После того как дифференциальный клапан закроется, подача воздуха в камеру прекратится, давление в ней упадет и подвижный контакт под действием пружины контактно-поршневого механизма возвратится на место, контакты замкнутся. Однако цепь останется разомкнутой отделителем.

Генераторные выключатели. Функциональная электрическая схема полюса и общий вид выключателя ВВГ-20 ($U_{ном} = 20$ кВ, $I_{ном} = 20$ кА, $I_{откл} = 160$ кА, сквозной ток 410 кА) с воздухонаполненным отделителем приведены на рис. 33. Полюс выключателя состоит из основного токоведущего контура — выводов 1 и 4 и разъединителя (основного контакта) 2, основных дугогасительных контактов 7 и 10, которые шунтированы резисторами 8 и 11 соответственно, вспомогательных дугогасительных контактов 6, отделителя 9 и разрядника 3 с нелинейным резистором 5. Все устройства монтируются на баке и снабжаются соответствующими электропневматическими приводами. Выключатель состоит из трех одинаковых полюсов, связанных между собой воздухопроводами, и распределительного шкафа. Во включенном положении большая часть тока протекает через основной токоведущий контур. При отключении сначала размыкается основной контакт 2 и ток переходит в дугогасительный контур.

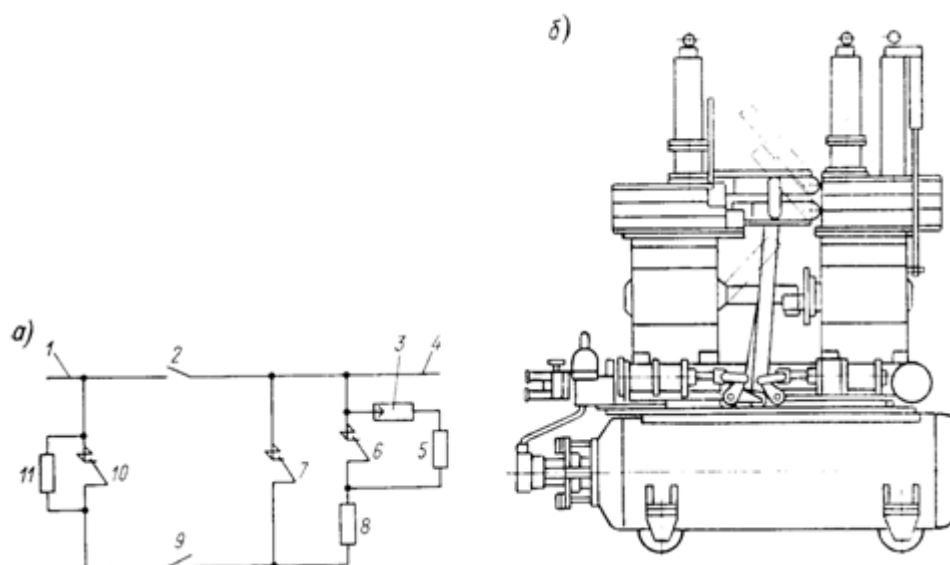


Рисунок 33. Функциональная электрическая схема полюса (а) и общий вид (б) генераторного воздушного выключателя ВВГ с воздухом наполненным отделителем.

Затем размыкаются основные дугогасительные контакты 7 и 10; ограниченный резисторами 8 и 11 ток протекает через вспомогательные дугогасительные контакты 6. После их размыкания и погасания дуги ток в цепи прекращается и размыкается отделитель 9, обеспечивая необходимый изоляционный промежуток. Разрядник служит для ограничения перенапряжений при отключении (в случае их возникновения). После прекращения подачи сжатого воздуха контакты 6, 7 и 10 под действием пружин возвращаются во включенное положение.

Выключатели серии ВВБ.

Общий вид и функциональная схема дугогасительного устройства без отделителя приведены на рис. 34. В металлическом резервуаре (камере) 6, заполненном воздухом под высоким давлением (1.6—2.4 МПа) размещается дугогасительное устройство с двумя разрывами (контакты — подвижные 8, неподвижные 9) одностороннего дутья (сопло 4). Резервуар находится под высоким потенциалом. Напряжение подводится через выводы 13 с эпоксидной изоляцией 14, защищенные снаружи фарфоровыми рубашками 12. Основные разрывы (контакты 8 и 9) шунтированы линейными резисторами 10, что облегчает гашение дуги на них. Оставшийся ток отключается вспомогательными дугогасительными разрывами (контакты — неподвижный 15, подвижный, полый, он же сопло 17 - закрыты кожухом 1). Камеры могут выполняться и без вспомогательных контактов, а, следовательно, и без шунтирующих резисторов. Полное гашение осуществляется на основных разрывах. Конденсаторы (делительные) 11 служат для выравнивания напряжения по разрывам в отключенном положении выключателя.

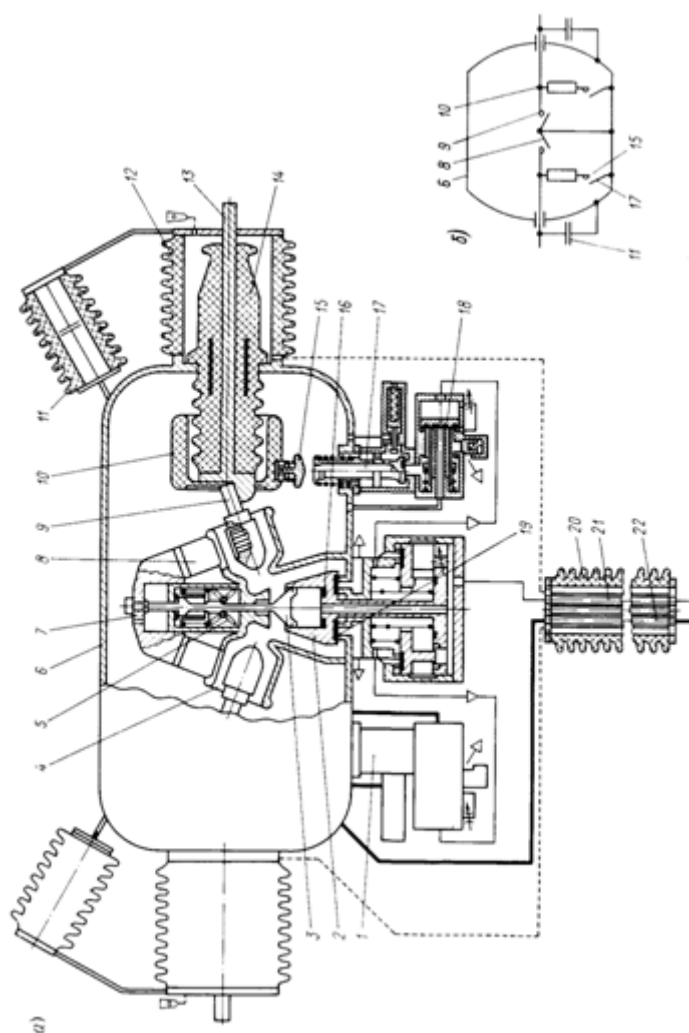


Рисунок 34. Общий вид (а) и функциональная схема (б) дугогасительного устройства без отделителя выключателей серии ВВБ

Контакты камеры управляются пневмоэлектрическими механизмами 18. При подаче воздуха в цилиндр 2 поршень 3, связанный с траверсой 7, размыкает основные контакты. Одновременно открываются клапаны 19 выхлопных каналов сопел. Сжатый воздух устремляется наружу (показано стрелками), гасит дугу в соплах. Аналогично гасится дуга на вспомогательном разрыве. После погасания дуги выхлопные клапаны сопел закрываются. Давление внутри резервуара несколько снижается. Объем резервуара и давление в нем рассчитаны так, что камера способна выполнить несколько отключений. При этом давление в резервуаре не упадет ниже допустимого для надежного гашения дуги. В отключенном положении контакты удерживаются давлением в цилиндре 2. Для включения выключателя воздух из цилиндра выпускается через клапан 16. Возвратный механизм 5 замыкает контакты. Соответственно управляются и вспомогательные разрывы.

Камера устанавливается на изоляционную опору 20, через которую проходят воздухопроводы — основной 22 (высокого давления) и управления 21. Приведенное дугогасительное устройство принято как модуль на 110—150 кВ для выключателей до 750 кВ без отделителей. Каждый выключатель состоит из трех полюсов, не имеющих между собой механической связи, и одного (35, 110, 220 кВ) или четырех (330, 500 и 750 кВ) распределительных шкафов. Отсутствие механической связи между полюсами позволяет выполнять трехфазное или полюсное отключение.

Полюсы выключателей на 35, 110 кВ состоят из одной дугогасительной камеры-модуля (одного резервуара 6 — рис. 4), расположенной на изоляционной опоре. Полюс выключателей на 220 кВ (рис. 5) состоит из двух металлических дугогасительных камер 1, разделенных промежуточным изолятором 2 и расположенных на соответствующей изоляционной опоре 3. Полюсы выключателей на 330, 500 и 750 кВ состоят соответственно из двух, трех и четырех однотипных элементов (четырех, шести и восьми модулей), каждый из которых представляет собой полюс выключателя на 220 кВ на соответствующей изоляционной опоре, — показано штрихпунктирными линиями.

Выключатели воздушные серии ВВБК выпускаются на напряжение 110–1150 кВ, номинальный ток 3200 и 4000 А, номинальный ток отключения 5–40 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.

13.1.5 Электромагнитные выключатели

Электромагнитный выключатель — высоковольтный коммутационный аппарат, в котором гашение электрической дуги производится взаимодействием плазмы дуги с магнитным полем (т. н. магнитным дутьём) в дугогасительных камерах с узкими щелями (прямыми или извилистыми) или с камерами с дугогасительными решётками.

Устройство

Электромагнитный выключатель состоит из рамы, на которой установлены на изоляторах три полюса, связанные с включающим валом диэлектрическими тягами. Каждый полюс состоит из подвижных и неподвижных контактов, на каждом из них установлена пара основных и дугогасительных контактов из металлокерамики. Сверху контактов установлена дугогасительная камера из дугостойкого материала (асбест) и керамических или стальных, покрытых слоем меди, дугогасительных пластин. Снаружи камеру охватывает П-образный магни-

топровод, на которую надета дугогасительная катушка, подключаемая с одной стороны к силовой шине с неподвижным контактом, а другой — к дугогасительному рогу, располагающемуся внутри дугогасительной камеры перед пакетом и пластинами решётки; второй дугогасительный рог располагается также внутри камеры с другой стороны дугогасительной решётки и подключается к второму выводу выключателя. Для лучшего гашения дуги при коммутации малых токов может быть предусмотрено в конструкции устройство автопневматического поддува (состоящего из поршня и цилиндра, механически соединённых с силовыми контактами). Кроме того выключатель укомплектовывается приводом (обычно пружинно-моторного типа), который по сигналам во вторичной цепи производит коммутацию силовых контактов посредством вращением вращающего вала.

Принцип действия

При подаче сигнала на отключения происходит поворот вала и движение через тяги передаётся подвижным контактам, при этом сначала размыкаются основные контакты, затем — дугогасительные. Образующаяся электрическая дуга под действием собственных электродинамических сил движется вверх по дугогасительным рогам, при этом выдавливаясь в сторону решётки, кроме того дуга замыкает цепь дугогасительной катушки (через дугогасительные рога), магнитное поле которой ещё сильнее ускоряет дугу (т. н. «магнитное дутьё»). Попадая в решётку, дуга разбивается на множество малых дуг (между пластинами решётки), которые начинают двигаться вверх независимо и быстро гаснут (за счёт отдачи тепла пластинам и деионизации; за счёт прикатодного падения напряжения увеличивается напряжённость электрического поля в дуги. Вверху дугогасительной камеры может располагаться пластины второй решётки, (т. н. «пламегасительная решётка»), для исключения выхода ионизированной плазмы вне аппарата и перекрытия ей токоведущих частей. При малых токах отключения электродинамические силы могут быть малы и не способны выдавить дугу в решётку и для этих целей иногда применяется автопневматический поддув в виде струи сжатого воздуха, которая осуществляет охлаждение и деионизацию электрической дуги.

Преимущества

Электромагнитные выключатели имеют ряд преимуществ перед масляными и пневматическими. Они не требуют для работы масла или сжатого воздуха, допускают большое количество включений и отключений без ремонта. Отсутствие масла упрощает эксплуатацию выключателя, делает его полностью взрыво- и пожаробезопасным.

Электромагнитные выключатели нашли широкое применение в электроустановках с частыми коммутационными операциями. Гашение дуги в электромагнитном выключателе происходит за счет увеличения сопротивления ее

вследствие интенсивного удлинения под действием магнитного поля и охлаждения.

Недостатки

Сложность дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный диапазон номинальных напряжений (до 15-20 кВ), ограниченная пригодность для наружной установки.

Применение

Электромагнитные выключатели выпускаются в основном для использования в сетях 6—10 кВ с номинальным током до 2000 А (с коммутируемой мощностью до 400—200 МВА соответственно) для внутренней установки навесного и выкатного типа — для ячеек КРУ (комплектных распределительных устройств).

Ниже приведены рисунки конструкции электромагнитного выключателя.

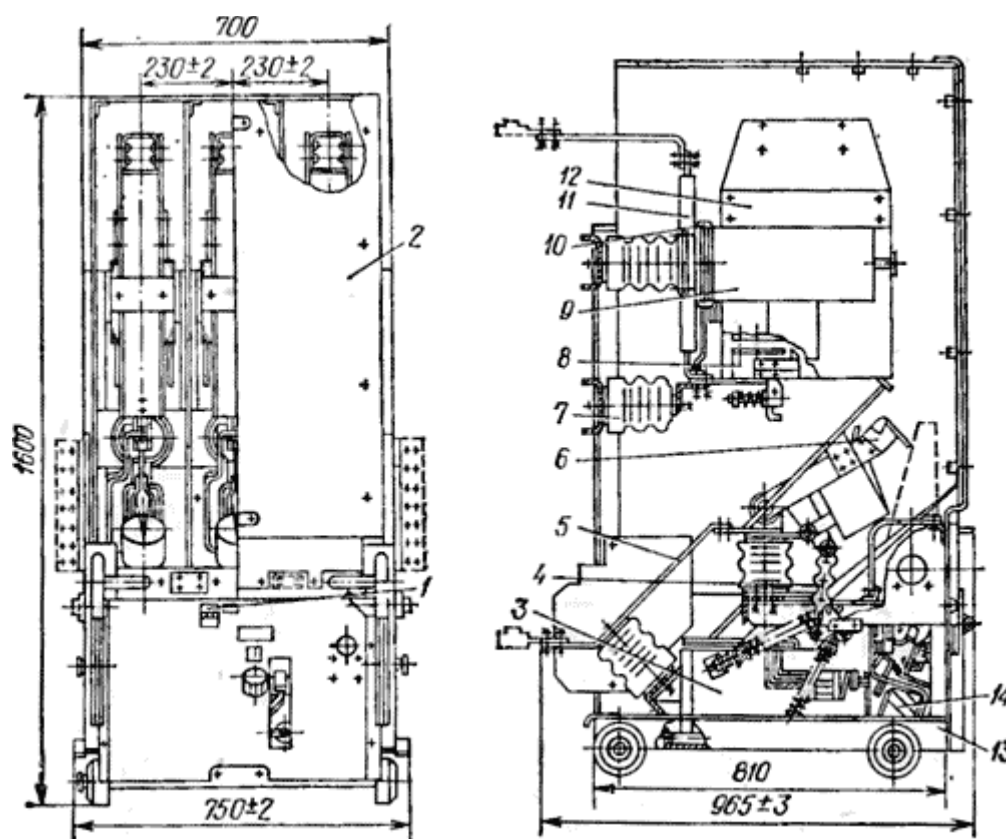


Рисунок 35. Выключатель типа ВЭМ-10Э-1000/12.5-УЗ:

1 — счетчик единиц; 2 — изоляционный кожух; 3 — электромагнитный привод ПЭГ-7; 4 — изоляционная тяга; 5 и 11 — выводы; 6 — подвижный контакт; 7 — изолятор; 8 — неподвижный контакт; 9 — магнитопровод; 10 — катушка магнитного дутья; 12 — дугогасительная камера; 13 — рама (тележка); 14 — контактор КМВ-621

Для управления выключателями применяются электромагнитные и пружинные приводы.

Трехполюсные электромагнитные выключатели типа ВЭМ-10Э-УЗ со встроенным электромагнитным приводом предназначены для работы в районах умеренного климата в ЗРУ переменного тока до 10 кВ при высоте над уровнем моря не более 1000 м, температуре воздуха не ниже — 25 и не выше +35 °С при относительной влажности воздуха до 80 %.

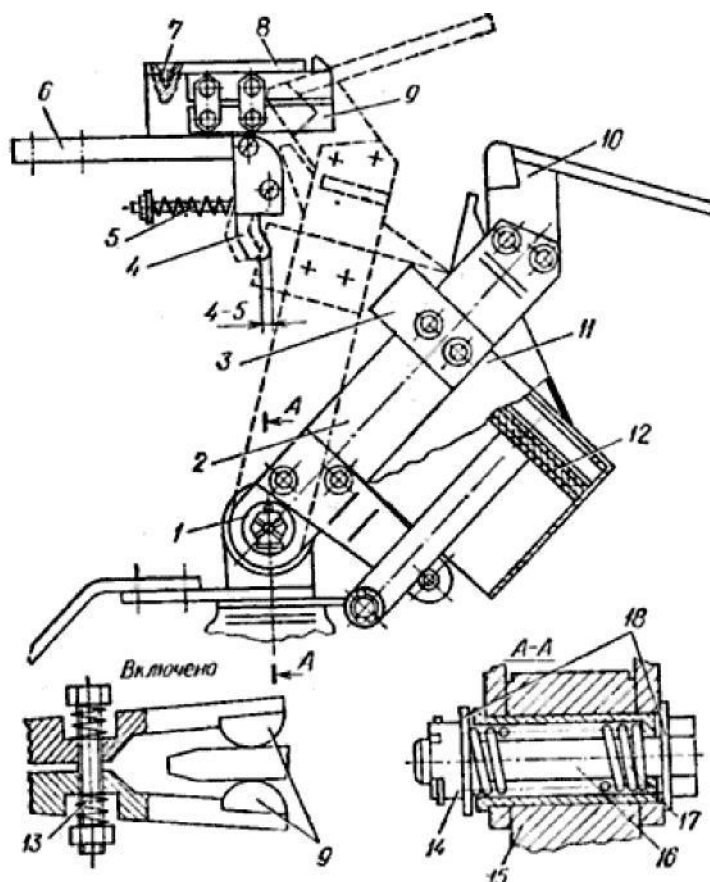


Рисунок 36. Контактная система электромагнитного выключателя:

1 — шарнирный контакт; 2 — шина; 3 — главный подвижный контакт; 4 — главный неподвижный контакт; 5, 13, 17 — пружина; 6 — корпус контакта; 7 — винт; 8 — пластина; 9 — дугогасительный неподвижный контакт; 10 — дугогасительный подвижный контакт; 11 — цилиндр воздушного дутья; 12 — прокладка (поршень); 14 — гайка; 15 — стойка шарнирного контакта; 16 — стакан; 18 — шайба.

На рисунках 35, 36 и 37 показаны соответственно общий вид выключателя типа ВЭМ-10Э-УЗ, его контактная система и дугогасительное устройство. Расположение всех деталей легко установить с помощью подрисовочных подписей. Ниже описаны основные детали и главные операции по ремонту выключателя со ссылками на все три указанных рисунка.

В нижней части рамы 13 (см. рис. 35) встроен электромагнитный привод 3. В верхней ее части на фарфоровых изоляторах 7 смонтированы контакты 6 и 8 и

дугогасительная камера 12. Контактная система (см. рис. 36) состоит из неподвижных и подвижных контактов. Неподвижные и подвижные контакты состоят в свою очередь из главных 3, 4 и дугогасительных 9, 10 контактов. Наконечники дугогасительных контактов выполнены из дугостойкого материала — квирита. Подвижный контакт вращается на опорном изоляторе с помощью изоляционной тяги 4 (см. рис. 35).

Над неподвижными контактами размещаются дугогасительные камеры (см. рис. 35), опирающиеся на полюсные наконечники электромагнита. На сердечник П-образного магнитопровода 9 электромагнита надета катушка магнитного дутья 10. Дугогасительная камера представляет собой изоляционный короб, внутри которого расположен пакет из керамических пластин 2 (см. рис. 37) с Л-образными вырезами. Пластины обладают высокой дугостойкостью и теплопроводностью, выдерживая температуру до 2000°C . По концам пакета закреплены медные электроды — рога 4 и 5, по которым перемещается основание дуги, во время отключения выключателя. Передний рог 4 электрически соединен с катушкой магнитного дутья, второй конец которой присоединяется к неподвижному контакту. Задний рог 5 соединяется шиной с нижним выводом.

Быстрый переход дуги с контактов на рога и дугостойкие наконечники дугогасительных контактов приводит к высокой износоустойчивости контактных частей выключателя.

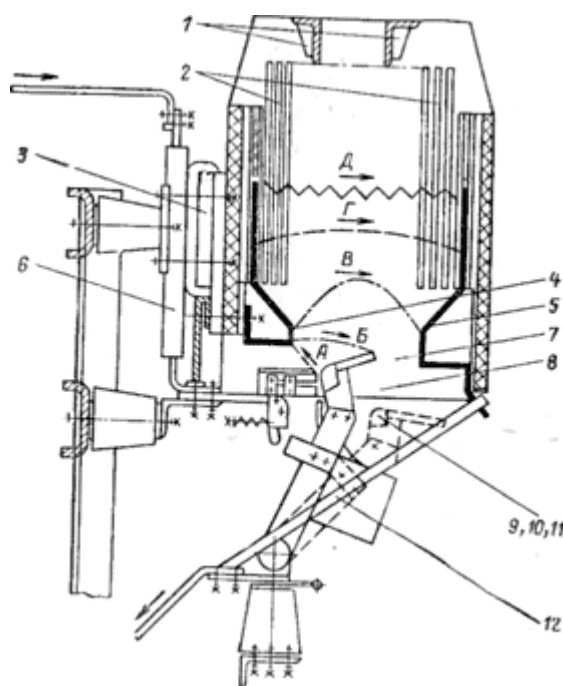


Рисунок 37. Дугогасительное устройство:

1—козырьки; 2— пакет керамических пластин; 3 — магнитопровод; 4 — передний рог; 5 — задний рог; 6 — вывод; 7 — керамическая плита; 8 — пластина; 9, 10, 11 — дугогасительные контакты; 12 — шина

При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, а затем шунтирующие их дугогасительные. При включении контакты замыкаются в обратной последовательности, предохраняя от обгорания главные контакты. При размыкании дугогасительных контактов между ними возникает электрическая дуга. Дуга возникает в нижней части камеры (положение А, Б, на рис. 37). При этом участок дуги А шунтируется катушкой магнитного дутья. Так как сопротивление катушки мало, то дуга на этом участке гаснет и катушка включается последовательно в цепь.

Через катушку проходит полный ток отключаемой цепи и между полюсными наконечниками электромагнита создается интенсивное магнитное поле.

Взаимодействуя с током дуги, магнитное поле заставляет перемещаться основание дуги по медным рогам камеры. Дуга втягивается вверх по узким щелям между холодными керамическими пластинами камеры (положение В, Г, Д), отдает им свое тепло, удлиняется (сопротивление увеличивается) и при очередном переходе тока через нуль гаснет.

Гашению дуги способствует также то, что в электромагнитном выключателе ток резко уменьшается за счет активного сопротивления дуги. Уменьшается также угол сдвига фаз между током и напряжением сети. Это в свою очередь снижает скорость восстановления напряжения на контактах. Время горения дуги при отключении токов короткого замыкания не превышает 0,02 с.

Быстродействие уменьшает вредные термические и динамические воздействия токов КЗ на элементы электроустановок.

При малых величинах отключаемого тока электродинамическая сила, действующая на дугу, мала. Для того чтобы обеспечить при этих условиях быстрое перемещение дуги вверх, в дугогасительной камере на подвижных контактах выключателя закреплены цилиндры воздушного дутья (см. рис. 36).

При отключении выключателя и повороте подвижных контактов поршни перемещаются в цилиндрах, вытесняют воздух между размыкающими дугогасительными контактами. Таким образом, создается дополнительно система принудительного дутья, способствующая перемещению дуги, ее удлинению и погасанию.

Дугогасительная камера и все детали выключателя, находящиеся под напряжением, закрыты изоляционным защитным кожухом 2 (см. рис. 35). На выкатной части — раме укреплены механизм перемещения, блокировка выключателя и разъединяющие контакты вторичных цепей.

13.2 Выключатели нагрузки

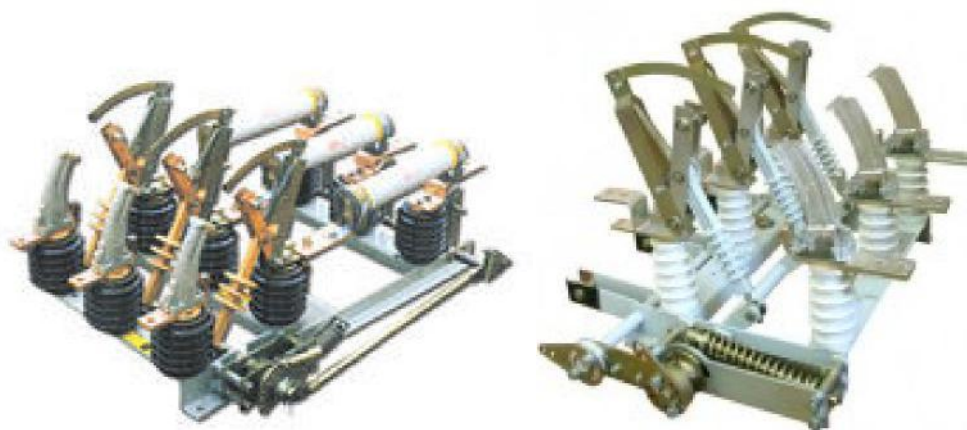


Рисунок 38. Общий вид выключателей нагрузки.

Выключатели нагрузки являются простейшими высоковольтными выключателями, предназначенными для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой. Дугогасительные устройства этих выключателей рассчитаны только на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки, поэтому их нельзя использовать для отключения цепей при коротких замыканиях.

Для отключения цепей при коротких замыканиях совместно с выключателями нагрузки применяют высоковольтные предохранители, например, кварцевые.

В последние годы выключатели нагрузки получили очень большое применение в тех установках сравнительно небольшой мощности (на цеховых, городских, сельскохозяйственных подстанциях), где возможно ограничиться защитой от токов короткого замыкания при помощи плавких предохранителей и, где выключатели нужны только для включения и отключения цепей при нагрузке. Выключатели нагрузки даже с учетом высоковольтных предохранителей дешевле и обычно требуют меньше места в распределительном устройстве, нежели мощные высоковольтные выключатели на те же напряжения.

В качестве дугогасительных устройств в выключателях нагрузки могут быть применены дугогасительные камеры с масляным заполнением, камеры с твердым газогенерирующим материалом, дугогасительные решетки с металлическими или керамическими пластинами.

В настоящее время отечественной промышленностью изготавливаются выключатели нагрузки только на напряжение 6 и 10 кВ, снабженные дугогасительными камерами с вкладышами из органического стекла.

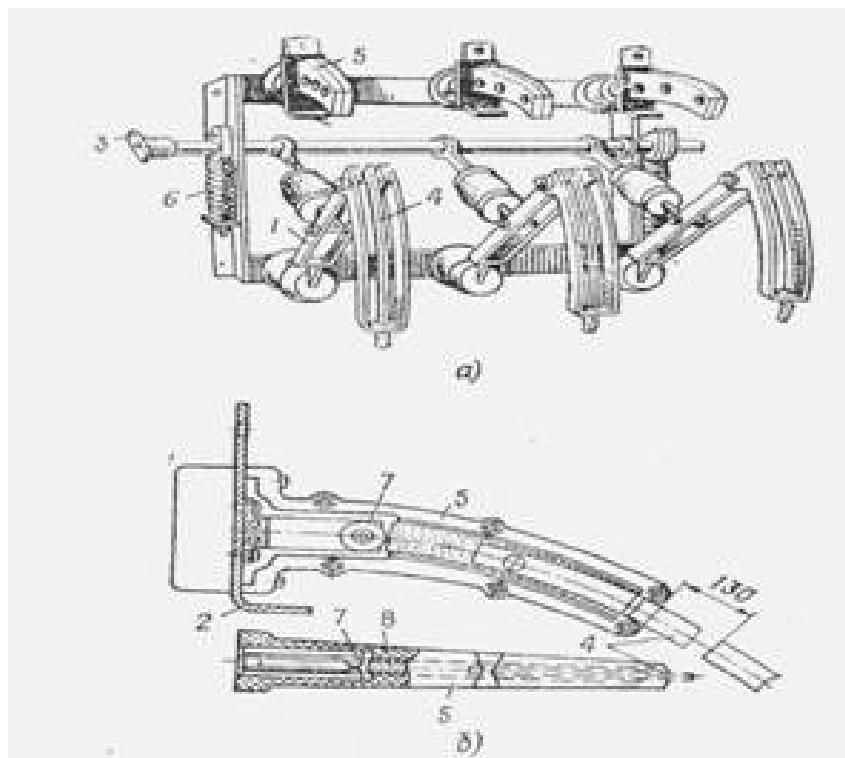


Рис. 39. Выключатель нагрузки типа ВН

Выключатель нагрузки с пружинным приводом и усиленной контактной системой типа ВНПу-10/400-10зУЗ создан на номинальное напряжение 10 кВ. номинальный ток и номинальный ток отключения 400 А, действующее значение сквозного тока 10 кА, с заземляющими ножами. В основу конструкции выключателей нагрузки положен нормальный трехполюсный разъединитель для внутренних установок (рисунок 39 а) с пристроенными дугогасительными камерами и отключающими пружинами (рисунок 39 б).

Все три полюса размещаются на сварной раме. На нижнем опорном изоляторе полюса расположены вывод полюса и шарнир подвижного контакта 1. На верхнем изоляторе укреплены неподвижный контакт 2, дугогасительная камера 5 и второй вывод полюса. Подвижный главный контакт 1 выполнен из двух стальных пластин. В середине укреплен дугогасительный контакт 4 в виде изогнутой тонкой медной шины.

Подвижные контакты приводятся в движение валом выключателя 3, который соединен с контактами фарфоровой тягой. Отключение выключателя происходит под действием пружин 6, которые заводятся при включении. В дугогасительной камере расположен неподвижный дугогасительный контакт точечного типа 7, соединенный с главным неподвижным контактом 2. Корпус камеры выполнен из пластмассы и состоит из двух половин, стянутых винтами. Внутри корпуса размещены два вкладыша 8 из газогенерирующего материала - органического стекла.

Управление выключателем осуществляется ручным рычажным приводом со встроенным электромагнитом для дистанционного отключения. Если необходимо дистанционное включение, то может быть использован дополнительный электромагнитный привод.

Во включенном положении выключателя ток проходит через контур главных и дугогасительных контактов. Во время отключения сначала размыкаются главные контакты, и весь ток перебрасывается в цепь дугогасительных контактов. После расхождения дугогасительных контактов между вкладышами 8 загорается дуга. Малая толщина подвижного дугогасительного контакта 4 и узкая щель, в которой он перемещается, обеспечивают хороший контакт дуги со стенками вкладышей. Благодаря высокой температуре дуги вкладыши интенсивно выделяют газ, который стремится выйти из камеры через зазор между подвижным контактом и вкладышами. При этом возникает продольный обдув дуги, в результате чего она гаснет. Зона выброса газов из камеры 200- 500 мм. Контакт 4 выходит из камеры тогда, когда дуга погаснет. В отключенном положении дугогасительный контакт отходит от камеры на расстояние, обеспечивающее достаточную электрическую прочность для данного класса напряжения. Последовательно с выключателем нагрузки включаются мощные предохранители типа ПК, которые защищают установку от КЗ.

Выключатель может снабжаться дополнительным устройством, которое автоматически отключает его после срабатывания предохранителей. Это устройство приводится в действие указателем срабатывания предохранителя. Без замены вкладышей выключатель нагрузки допускает 75 отключений тока 200 А при напряжении 10 кВ.

Автогазовый выключатель нагрузки типа ВНПР-10/400-20 с пружинным приводом (П), с ручным заводом - местным управлением (Р), на напряжение 10 кВ, номинальный ток 400 А, номинальную периодическую составляющую сквозного тока короткого замыкания 20 кА, в климатическом исполнении и категории размещения У2. Выключатели нагрузки используются в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО), комплектных трансформаторных подстанциях (КТП).

Выключатели относятся к коммутационным аппаратам, снабженным автогазовым дугогасительным устройством.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги, возникающей при размыкании дугогасительных контактов, потоком газа, образующегося в результате воздействия высокой температуры дуги на вкладыши камеры.

Выключатель типа ВНПР-10/400-20 У2, (рисунок 40), состоит из рамы, на которой установлены шесть опорных изоляторов. На трех изоляторах, расположенных в нижней части рамы, крепятся шарнирно главные подвижные контакты совместно с подвижными дугогасительными контактами, а в верхней части —

главные и дугогасительные неподвижные контакты и дугогасительная камера.

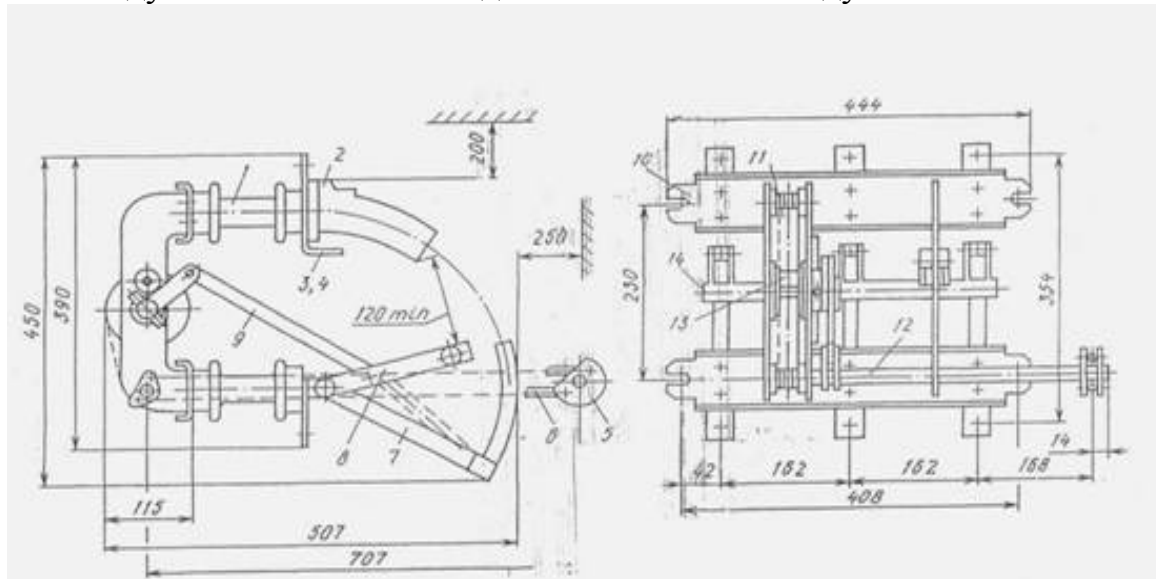


Рисунок 40. Выключатель нагрузки типа ВНРПР-10/400-20У2

Для включения и отключения выключателя имеется энергоноситель в виде пружин и тяга для передачи движения к подвижным контактам.

Выключатели нагрузки поставляются в собранном и отрегулированном на заводе-изготовителе виде. Дополнительные полурамы для установки предохранителей входят в комплект поставки.

13.3 Разъединители

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, так как 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 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 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Разъединителем разрешается также производить операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем).

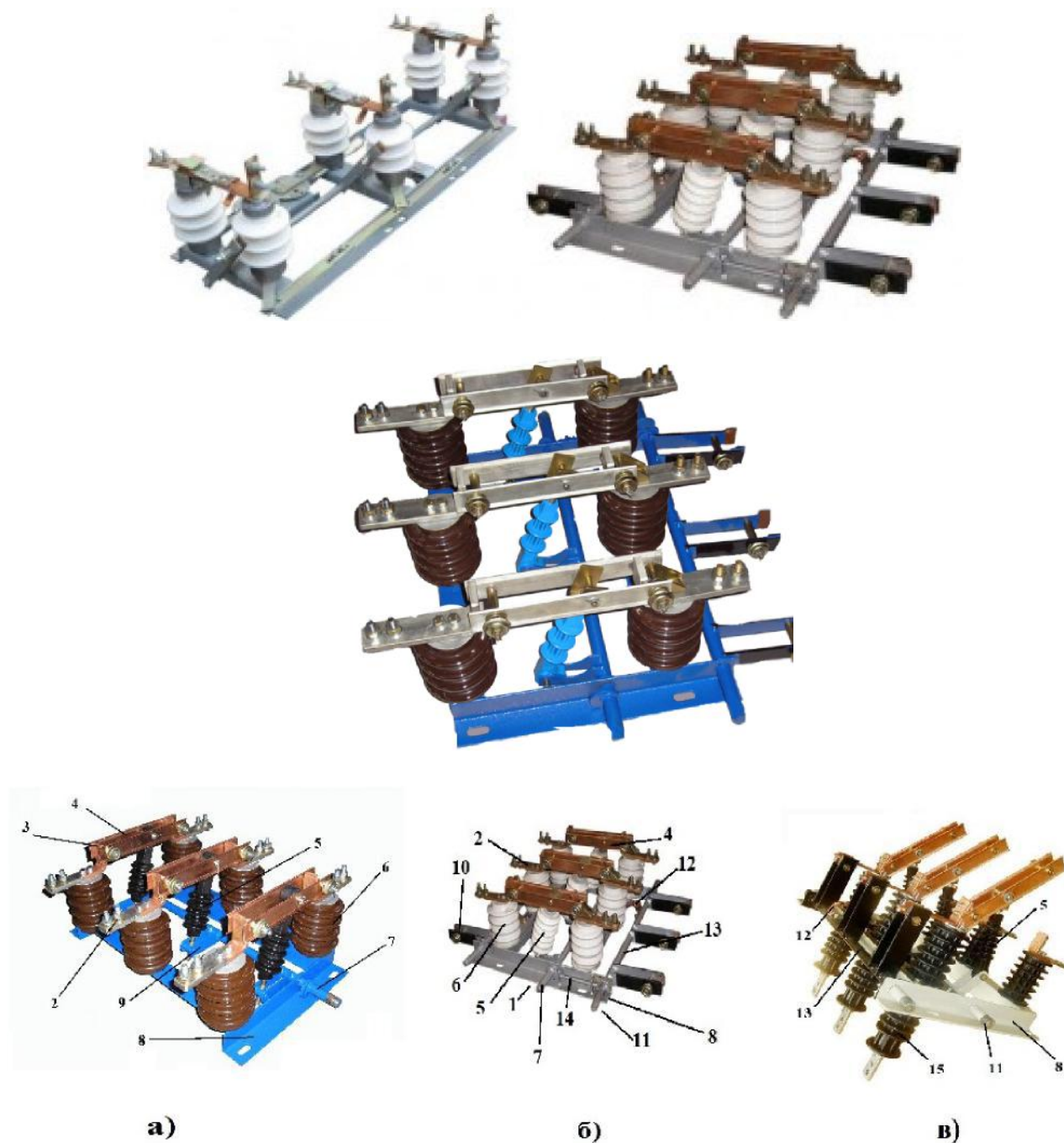
Разъединителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий.

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), от расстояния между полюсами, от номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операций при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, так как ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с заземлённой нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Если в цепи имеются разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающего тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию. Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер). Разъединители 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.

Общий вид разъединителей показан на рисунке 42.



а - RV-6-10, б - RV3-6-10, в - RVФ3-6-10; 1 - приводной рычаг на валу разъединителя, 2 - контакты для присоединения шин, 3 - неподвижный контакт, 4, 10 - подвижный и заземляющий ножи, 5, 14 - фарфоровая и блокировочная тяги, 6, 15 - опорный и проходной изоляторы, 7, 13 - валы разъединителя и заземляющих ножей, 8 - металлическая рама, 9 - поводок тяги, 11 - рычаг вала заземляющих ножей, 12 - гибкая связь

Рисунок 41. Высоковольтные разъединители разных типов.

На рисунке 42 представлен разъединитель наружной установки 35 кВ.

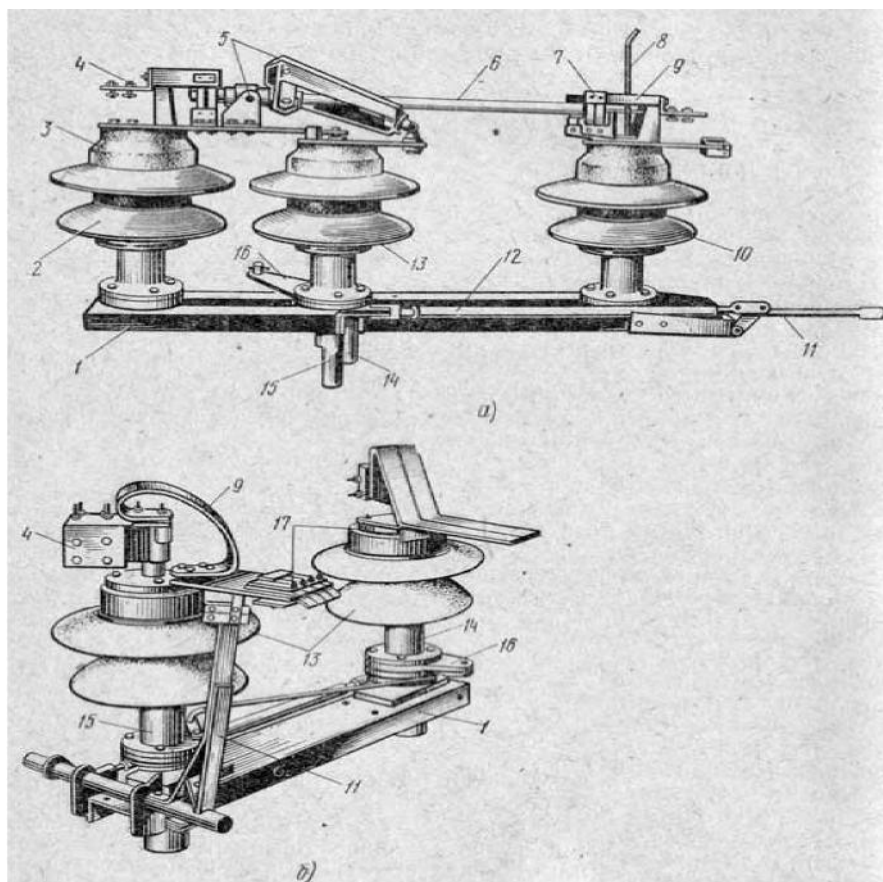


Рисунок 42. Разъединители для наружной установки на 35 кВ
 1 — основание, 2 — изолятор крепления главного ножа, 3 — колпак, 4 — контактный вывод, 5 — механизм поворотно-рубящего движения, 6 — главный нож, 7 — неподвижный контакт, 8 — рог, 9 — гибкая связь, 10 — изолятор крепления неподвижного контакта, 11 — заземляющий нож. 12 — тяга, 13 — поворотный изолятор, 14 и 15 — валы, 16 — горизонтальный рычаг, 17 — подвижные контакты.

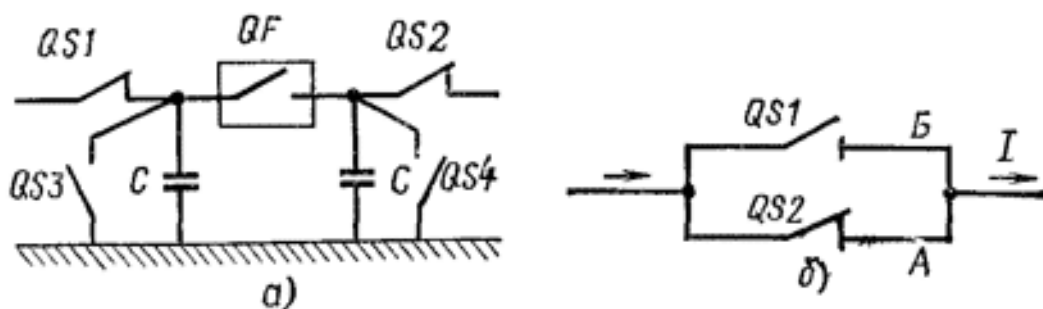


Рисунок 43. Схемы включения разъединителей

Согласно правилам техники безопасности оборудование, выводимое в ремонт, должно быть отключено. Между выводами отключенного аппарата и цепью, оставшейся под напряжением, должен быть создан видимый воздушный промежуток, гарантирующий безопасные условия работы обслуживающего персонала.

Для безаварийной работы ток в цепи сначала отключается выключателем QF, и только потом размыкаются контакты разъединителей QS1 и QS2. В этом случае разъединителями отключаются небольшие емкостные токи, создаваемые опорной изоляцией отключаемого аппарата и присоединенными к нему проводниками.

После размыкания QS1 и QS2 выключатель QF, подлежащий ремонту, должен быть заземлен с обеих сторон с помощью дополнительных разъединителей QS3 и QS4. Если ножи QS3 и QS4 не заземлены, то на выводах выключателя QF может возникать высокий потенциал за счет емкостной связи с линиями высокого напряжения. Для удешевления и упрощения схем коммутации разъединители используются для отключения небольших токов (токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий).

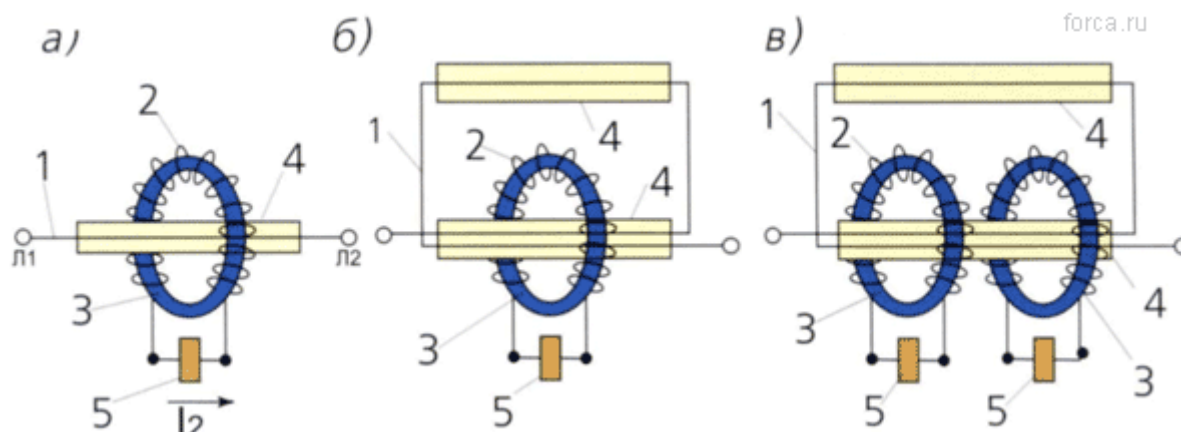
В ряде случаев разъединителями можно пользоваться для перевода нагрузки с одной ветви А на другую Б (рис.). Для этого при замкнутом разъединителе QS2 включают разъединитель QS1. После этого разъединитель QS2 отключают. Дуга на его контактах не возникает, так как напряжение на них равно падению напряжения на ветви QS1, которое ничтожно мало.

13.4 Трансформаторы тока

Трансформатор тока предназначен для пропорционального преобразования первичного тока до значений, наиболее удобных для учёта и измерения электрической энергии, устройств релейной защиты, автоматики и сигнализации, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис.) 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 .

Принцип устройства трансформаторов тока. Рисунок 44.



а – одновитковый трансформатор тока; б – многовитковый трансформатор тока; в – многовитковый трансформатор тока с двумя сердечниками; 1 – первичная обмотка; 2 – вторичная обмотка; 3 – сердечник; 4 – изоляция; 5 – обмотка прибора.

Рисунок 44. Принцип устройства трансформаторов тока

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 токов соответственно.

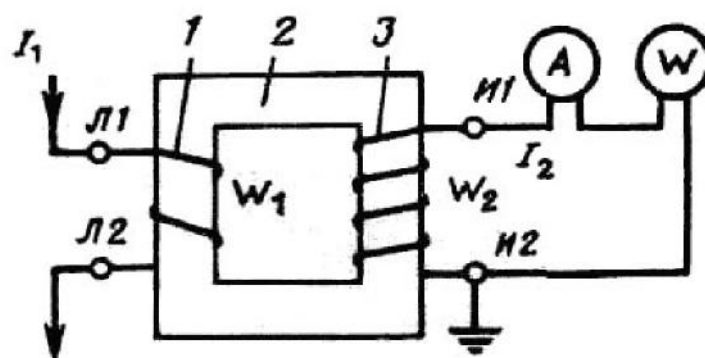


Рисунок 45. Схема включения трансформатора тока

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:

$$\Delta I \% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} 100.$$

Погрешность трансформатора тока, зависит от его конструктивных особенностей; сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 \cdot W_1$. 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. Увеличение нагрузки и кратности тока приводит к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастает.

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 КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС 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).



Рисунок 46. Трансформатор тока типа ТШЛ-10.



Рисунок 47. Трансформаторы тока типа ТШК-0,4.



Рисунок 48. Трансформаторы тока нулевой последовательности.



Рисунок 49. Трансформатор тока с двумя сердечниками и двумя вторичными обмотками типа ТПОЛ-10.



Рисунок 50. Трансформатор тока типа ТФМН-35.



Рисунок 51. Трансформаторы тока типа ТФНД-110.



Рисунок 52. Трансформатор тока типа ТК-0,4.

13.5 Измерительные трансформаторы напряжения

Назначение и принцип действия трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Для непосредственного включения на высокое напряжение потребовались бы очень громоздкие приборы и реле вследствие необходимости их выполнения с высоковольтной изоляцией. Изготовление и применение такой аппаратуры практически неосуществимо, особенно при напряжении 35 кВ и выше.

Применение трансформаторов напряжения позволяет использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы, расширяя их пределы измерения; обмотки реле, включаемых через трансформаторы напряжения, также могут иметь стандартные исполнения.

Кроме того, трансформатор напряжения изолирует (отделяет) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

Трансформаторы напряжения широко применяются в электроустановках высокого напряжения, от их работы зависит точность электрических измерений и учета электроэнергии, а также надежность действия релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Измерительный трансформатор напряжения по принципу выполнения ничем не отличается от силового понижающего трансформатора. Он состоит из стального сердечника, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток.

На рисунке *a* показана схема трансформатора напряжения с одной вторичной обмоткой. На первичную обмотку подается высокое напряжение U_1 , а на напряжение вторичной обмотки U_2 включен измерительный прибор. Начала первичной и вторичной обмоток обозначены буквами *A* и *a*, концы — *X* и *x*. Такие обозначения обычно наносятся на корпусе трансформатора напряжения рядом с зажимами его обмоток.

Отношение первичного номинального напряжения к вторичному номинальному напряжению называется номинальным коэффициентом трансформации трансформатора напряжения $K_n = U_{1ном} / U_{2ном}$

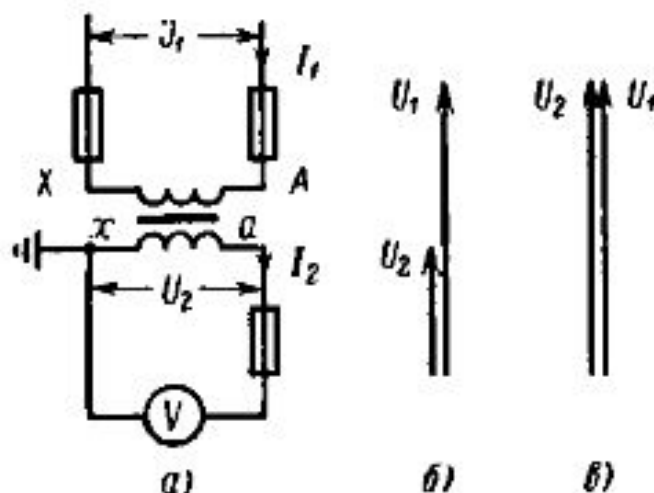


Рисунок 53. Схема и векторная диаграмма трансформатора напряжения:
 а - схема, б — векторная диаграмма напряжений,
 в — векторная диаграмма напряжений при $K_n=1$.

При работе трансформатора напряжения без погрешностей его первичное и вторичное напряжение совпадают по фазе, как показано на рис. 53, б, и отношение их величин равно K_n . При коэффициенте трансформации $K_n=1$ напряжение $U_2=U_1$ (рисунке 53, в).

Измерительные трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками

Трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками, кроме питания измерительных приборов и реле, предназначаются для работы на устройствах сигнализации замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью или на защиту от замыканий на землю в сети с заземленной нейтралью.

Схема трансформатора напряжения с двумя вторичными обмотками показана на рисунке 54, а. Выводы второй (дополнительной) обмотки, используемой для сигнализации или защиты при замыканиях на землю, обозначены a_d и x_d .

На рисунке 54, б приведена схема включения трех таких трансформаторов напряжения в трехфазной сети. Первичные и основные вторичные обмотки соединены в звезду. Нейтраль первичной обмотки заземлена. На измерительные приборы и реле от основных вторичных обмоток могут быть поданы три фазы и нуль. Дополнительные вторичные обмотки соединены по схеме разомкнутого треугольника. От них на устройства сигнализации или защиты подается сумма фазных напряжений всех трех фаз.

При нормальной работе сети, в которой включен трансформатор напряжения, эта векторная сумма равна нулю. Это видно из векторных диаграмм рис. 54, в, где U_a , U_b и U_c — векторы фазных напряжений, приложенных к первичным обмоткам, а U_{ad} , U_{bd} и U_{cd} — векторы напряжений первичной и вторичной дополнительной обмотки. напряжений на вторичных дополнительных обмотках,

совпадающие по направлению с векторами на соответствующих первичных обмотках (так же, как на рисунке 53, в).

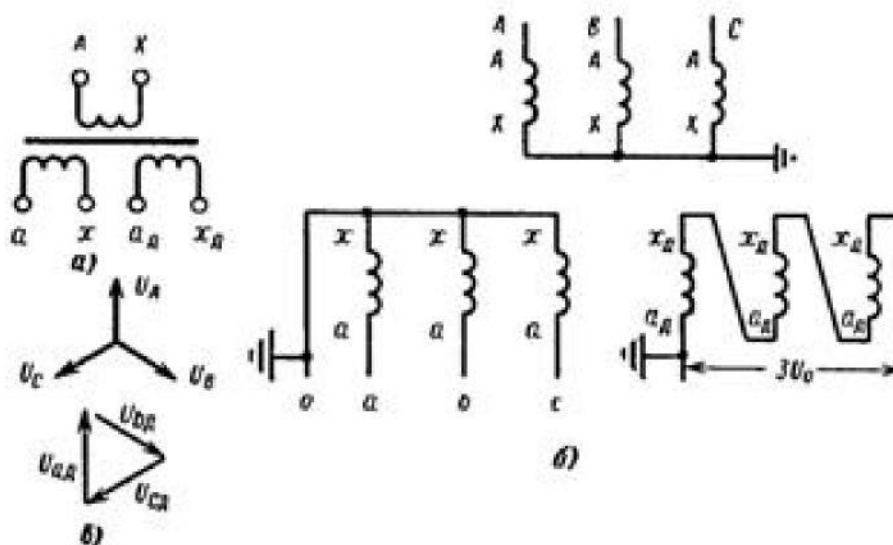


Рисунок 54. Трансформатор напряжения с двумя вторичными обмотками. а — схема; б — включение в трехфазную цепь; в — векторная диаграмма.

Сумма векторов U_{aA} , U_{bB} и U_{cC} получена путем их совмещения соответственно схеме соединения дополнительных обмоток, при этом принималось, что стрелки векторов как первичных, так и вторичных напряжений соответствуют началам обмоток трансформатора.

Результирующее напряжение $3U_0$ между концом обмотки фазы С и началом обмотки фазы А на диаграмме равно нулю.

В действительных условиях обычно на выходе разомкнутого треугольника имеется ничтожно малое напряжение небаланса, не превышающее 2 - 3% номинального напряжения. Этот небаланс создается всегда имеющимися незначительной несимметрией вторичных фазных напряжений и небольшим отклонением формы их кривой от синусоиды.

Напряжение, обеспечивающее надежную работу реле, приключаемых к цепи разомкнутого треугольника, возникает только при замыканиях на землю со стороны первичной обмотки трансформатора напряжения. Так как замыкания на землю связаны с прохождением тока через нейтраль, появляющееся при этом напряжение на выходе разомкнутого треугольника согласно методу симметричных составляющих называют напряжением нулевой последовательности и обозначают $3U_0$. В этом обозначении цифра 3 указывает, что напряжение в данной цепи является суммарным для трех фаз.

Обозначение $3U_0$ применяется также и для выходной цепи разомкнутого треугольника, подаваемой на реле сигнализации или защиты (рис. 54,б).

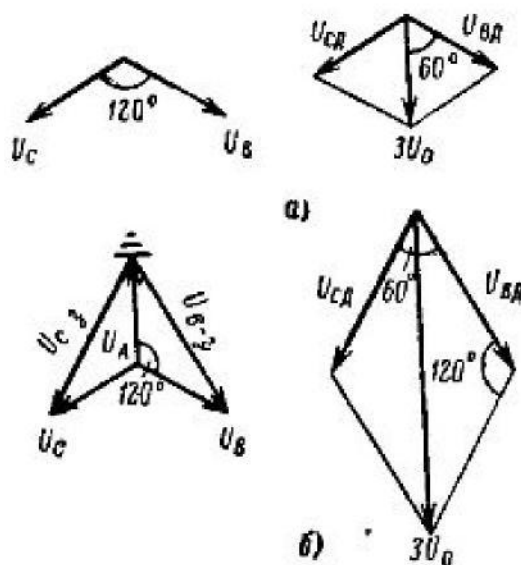


Рисунок 55. Векторные диаграммы напряжений первичной и вторичной дополнительной обмоток при однофазном замыкании на землю: а - в сети с заземленной нейтралью, б - в сети с изолированной нейтралью.

Наибольшее значение напряжение $3U_0$ имеет при однофазном замыкании на землю. При этом следует иметь в виду, что максимальная величина напряжения $3U_0$ в сети с изолированной нейтралью значительно, больше, чем в сети с заземленной нейтралью.

Распространенные схемы включения измерительных трансформаторов напряжения.

Простейшая схема с использованием одного однофазного трансформатора напряжения, показанная на рисунке 53,а, применяется в пусковых шкафах двигателей и на переключательных пунктах 6 - 10 кВ для включения вольтметра и реле напряжения устройства АВР.

На рисунке 56 приведены схемы включения однофазных трансформаторов напряжения с одной обмоткой для питания трехфазных вторичных цепей. Группа из трех соединенных по схеме звезда - звезда однофазных трансформаторов, показанная на рисунке 56,а, применяется для питания измерительных приборов, счетчиков и вольтметров контроля изоляции в электроустановках 0,5 - 10 кВ с изолированной нейтралью и неразветвленной сетью, где не требуется сигнализация возникновения однофазных замыканий на землю.

Для обнаружения "земли" по этим вольтметрам они должны показывать величины первичных напряжений между фазами и землей (см. векторную диаграмму на рисунке 55,б). Для этого нуль обмоток ВН заземляется, и вольтметры включаются на вторичные фазные напряжения.

Так как при однофазных замыканиях на землю трансформаторы напряжения могут длительно находиться под линейным напряжением, их номинальное напряжение должно соответствовать первичному междуфазному напряжению. Вследствие этого в нормальном режиме при работе под фазным напряжением мощность каждого трансформатора, а, следовательно, и всей группы понижается

в $\sqrt{3}$ раз. Поскольку в схеме заземлен нуль вторичных обмоток, предохранители во вторичной цепи установлены во всех трех фазах.

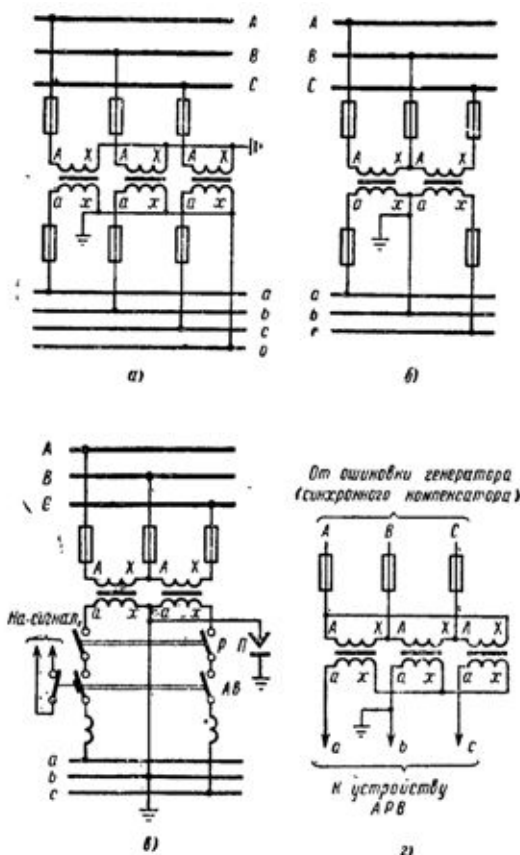


Рисунок 4. Схемы включения однофазных измерительных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой: а - схема звезда - звезда для электроустановок 0,5 - 10 кВ с изолированной нейтралью, б — схема открытого треугольника для электроустановок 0,38 - 10 кВ, в - то же для электроустановок 6 - 35 кВ, г - включение трансформаторов напряжения 6 -18 кВ по схеме треугольник - звезда для питания устройств АРВ синхронных машин.

На рисунке 4,б и в трансформаторы напряжения, предназначенные для питания измерительных приборов, счетчиков и реле, включаемых на междуфазные напряжения, включены по схеме открытого треугольника. Эта схема обеспечивает симметричные междуфазные напряжения U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} при работе трансформаторов напряжения в любом классе точности.

Особенность схемы открытого треугольника это недоиспользование мощности трансформаторов, так как мощность такой группы из двух трансформаторов меньше мощности группы из трех соединенных в полный треугольник трансформаторов не в 1,5 раза, а в $\sqrt{3}$ раз.

Схема рисунок 4,б применяется для питания неразветвленных цепей напряжения электроустановок 0,38 -10 кВ, что позволяет устанавливать заземление вторичных цепей непосредственно у трансформатора напряжения.

Во вторичных цепях схемы, показанной на рисунке 4, в, вместо предохранителей установлен двухполюсный автомат, при срабатывании которого блок-контакт замыкает цепь сигнала "обрыв напряжения". Заземление вторичных обмоток выполнено на щите в фазе В, которая дополнительно заземлена непосредственно у трансформатора напряжения через пробивной предохранитель. Рубильник обеспечивает отключение вторичных цепей от трансформатора напряжения с видимым разрывом. Эта схема применяется в электроустановках 6 - 35 кВ при питании разветвленных вторичных цепей от двух и более трансформаторов напряжения.

На рисунке 4, г трансформаторы напряжения включены по схеме треугольник - звезда, обеспечивающей вторичное линейное напряжение $U = 173$ В, что необходимо для питания устройств автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов и компенсаторов. С целью повышения надежности работы АРВ предохранители во вторичных цепях не устанавливаются, что допускается ПУЭ для неразветвленных цепей напряжения.

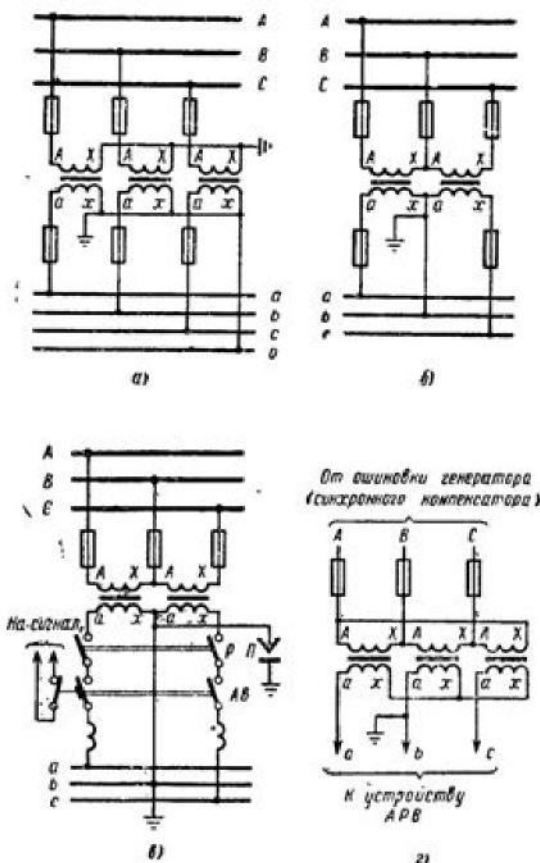


Рисунок 56. Схемы включения однофазных измерительных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой: а - схема звезда - звезда для электроустановок 0,5 - 10 кВ с изолированной нейтралью, б — схема открытого треугольника для электроустановок 0,38 - 10 кВ, в - то же для электроустановок 6 - 35 кВ, г - включение трансформаторов напряжения 6 - 18 кВ по схеме треугольник - звезда для питания устройств АРВ синхронных машин.

На рисунке 56,б и в трансформаторы напряжения, предназначенные для питания измерительных приборов, счетчиков и реле, включаемых на междуфазные напряжения, включены по схеме открытого треугольника. Эта схема обеспечивает симметричные междуфазные напряжения U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} при работе трансформаторов напряжения в любом классе точности.

Особенность схемы открытого треугольника это недоиспользование мощности трансформаторов, так как мощность такой группы из двух трансформаторов меньше мощности группы из трех соединенных в полный треугольник трансформаторов не в 1,5 раза, а в $\sqrt{3}$ раз.

Схема рисунок 56,б применяется для питания неразветвленных цепей напряжения электроустановок 0,38 -10 кВ, что позволяет устанавливать заземление вторичных цепей непосредственно у трансформатора напряжения.

Во вторичных цепях схемы, показанной на рисунке 4, в, вместо предохранителей установлен двухполюсный автомат, при срабатывании которого блок-контакт замыкает цепь сигнала "обрыв напряжения". Заземление вторичных обмоток выполнено на щите в фазе В, которая дополнительно заземлена непосредственно у трансформатора напряжения через пробивной предохранитель. Рубильник обеспечивает отключение вторичных цепей от трансформатора напряжения с видимым разрывом. Эта схема применяется в электроустановках 6 - 35 кВ при питании разветвленных вторичных цепей от двух и более трансформаторов напряжения.

На рисунке 56, г трансформаторы напряжения включены по схеме треугольник - звезда, обеспечивающей вторичное линейное напряжение $U = 173$ В, что необходимо для питания устройств автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов и компенсаторов. С целью повышения надежности работы АРВ предохранители во вторичных цепях не устанавливаются, что допускается ПУЭ для неразветвленных цепей напряжения.

На следующих рисунках показан общий вид различных трансформаторов напряжения.



Рисунок 57. Трансформаторы напряжения типа НКФ-110.



Рисунок 58. Трансформаторы напряжения типа НОМ-35.



Рисунок 59. Трансформаторы напряжения типа НТМИ-10.



Рисунок 60. Трансформаторы напряжения типа НОМ-10.

На данных рисунках показан общий вид различных трансформаторов напряжения.

13.6 Силовые трансформаторы общепромышленного назначения

13.6.1 Назначение и принцип действия трансформаторов

Силовой трансформатор - это электрический аппарат, который предназначен для преобразования электрической энергии одного значения напряжения в электрическую энергию другого значения напряжения. Трансформаторы бывают:

- в зависимости от количества фаз: однофазные и трехфазные;
- по количеству обмоток: двухобмоточные и трехобмоточные;
- в зависимости от места их установки: наружной и внутренней установки;
- по назначению: понижающие и повышающие;

Кроме того, силовые трансформаторы различают по группам соединения обмоток, по способу охлаждения. Также при установке трансформаторов учитывают климатические условия.

Принцип работы любого силового трансформатора основан на законе электромагнитной индукции. Если к обмотке данного устройства подключить источник переменного тока, то по виткам этой обмотки будет протекать переменный ток, который создаст в магнитопроводе трансформатора переменный магнитный поток. Замкнувшись в магнитопроводе, переменный магнитный поток будет индуцировать электродвижущую силу (ЭДС) в другой обмотке трансформатора. Это объясняется тем, что все обмотки трансформатора намотаны на один магнитопровод, то есть они связаны между собой магнитной связью. Значение индуцируемой ЭДС будет пропорционально количеству витков данной обмотки.

При передаче электрической энергии по распределительным сетям её напряжение повышается для снижения потерь в этих сетях. У потребителя напряжение снижается до уровня, которое удобно для её использования приемниками электрической энергии. Несмотря на высокий КПД трансформаторов стоимость энергии теряемой в трансформаторах, составляет значительную величину. Поэтому, при проектировании, реконструкции ЭУ необходимо стремиться к уменьшению числа ступеней трансформации, уменьшению установленной мощности и улучшению её использованию.

13.6.2 Технические характеристики и параметры трансформаторов

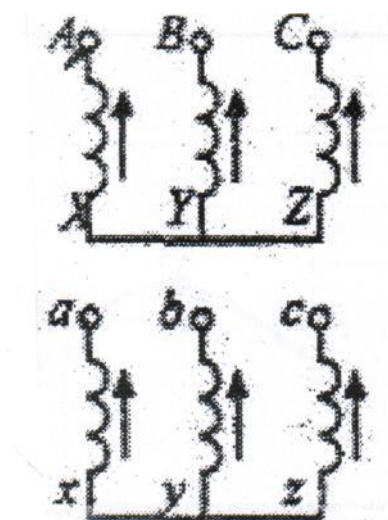
Все трансформаторы, изготавливаемые отечественной промышленностью, выпускаются, со следующей шкалой номинальных мощностей (кВ·А) установленной ГОСТ:

10 - 16 - 25- 40 - 63
 100 - 160 -250 - 400 - 630
 1000- 1600 - 2500 - 4000 - 6300
 10000 -16000- 25000 32000 40000 - 63000 80000
 100000 125000 160000 200000 250000 320000 400000 500000 630000 800000

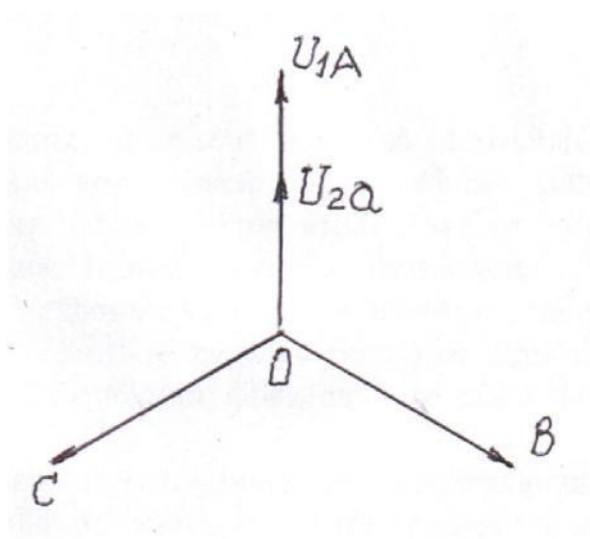
Основными требованиями, предъявляемыми к работе трансформаторов, является их надежность и экономичность. Потери электрической энергии в трансформаторах складываются из потерь холостого хода и короткого замыкания. Способы и методы уменьшения этих потерь изучаются в курсе «Электро-механика».

Группы соединений трансформаторов характеризуются угловым смещением векторов э. д. с. в обмотках ВН, СН и НН. Смещение этих векторов определяется схемой соединения обмоток и направлением намотки обмоток. Обмотки ВН, СН и НН трансформатора могут быть соединены в различные схемы. Соединяя обмотки ВН, СН и НН одним из этих способов и изменяя направление их намотки, можно получать различные группы соединения обмоток. Для силовых трехфазных трансформаторов применяются соединения обмоток в звезду и треугольник. При различных соединениях обмоток в звезду и треугольник можно получить 12 различных углов сдвига фаз линейных э. д. с. от 0 до 330° через каждые 30°, т. е. получить 12 различных групп.

Удобно для определения угла сдвига фаз пользоваться часовым обозначением, которое принято ГОСТ. Часовое обозначение векторов э. д. с. заключается в следующем: вектор линейной э. д. с. обмотки ВН изображается на часовом циферблате минутной стрелкой и всегда устанавливается на 12 а вектор линейной э. д. с. обмотки СН (трехобмоточного трансформатора) или НН изображается часовой стрелкой и укажет группу в часовом обозначении. Так, сдвиг фаз 0 или 360° соответствует 12 группе соединения обмоток Y/Y₋₁₂. Схема соединений и векторная диаграмма на рисунке 61.



а



б

Рисунок 61. Двенадцатая группа соединения обмоток трансформатора Y/Y₋₁₂;
а - схема соединений, б - векторная диаграмма.

Сдвиг фаз 330^0 соответствует 11 группе соединения обмоток (рисунок 62).

Такая группа соединения применяется для понижающих трансформаторов, т. к. при соединении обмоток вторичного напряжения в треугольник исключается трансформация гармоник кратных трём в обмотку высшего напряжения и в сеть первичного напряжения.

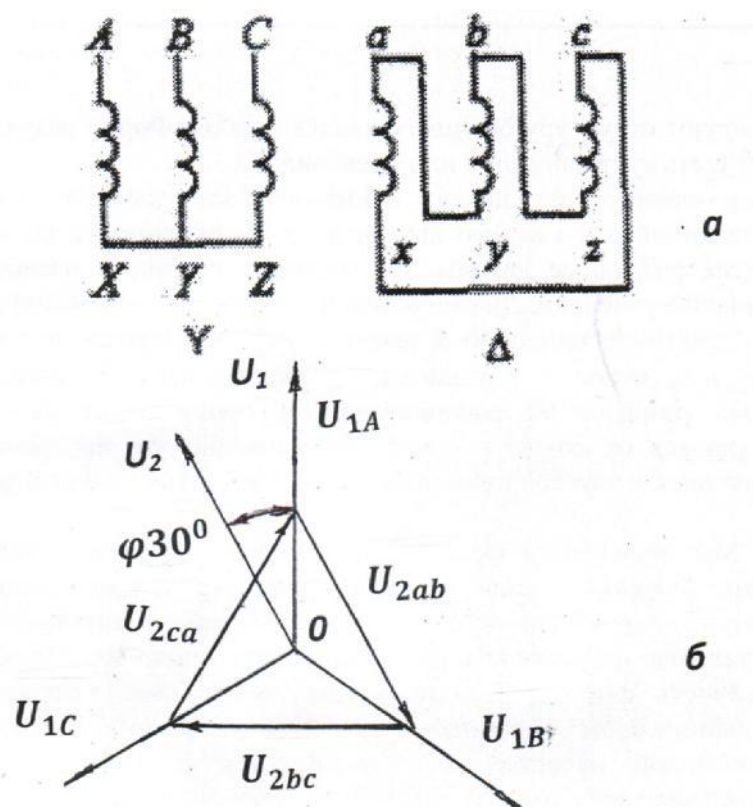


Рисунок 62. Одинадцатая группа соединения обмоток трансформатора Y/Δ_{11} ; а - схема соединений, б - векторная диаграмма.

Для случаев, когда нагрузка потребителя несимметрична, имеет место значительный перекос линейных и фазных токов и напряжений применяется схема соединения обмоток трансформатора в «Зигзаг». Такое соединение обмоток низкого напряжения обладает симметрирующими свойствами.

Первичные обмотки трансформаторов соединены в звезду, вторичные в зигзаг – звезду (рисунок 63, а). Для этого вторичная обмотка каждой фазы составляется из двух половин: одна половина расположена на одном стержне, другая – на другом. Конец, например x_1 , соединен с концом (а не с началом!) y_2 и так далее. Начала a_2 , b_2 и c_2 соединены и образуют нейтраль. К началам a_1 , b_1 , c_1 присоединяют линейные провода вторичной сети. При таком соединении электродвижущие силы (э. д. с.) обмоток, расположенных на разных стержнях, сдвинуты на 120° ; векторная диаграмма э. д. с. вторичной обмотки приведена на рисунке 63, б.

Эта векторная диаграмма построена следующим способом. Предположим, что соединены концы x_1 , y_1 , c_1 и получена диаграмма (рисунок 63, в). Затем предположено, что соединены начала a_2 , b_2 , c_2 . Это соответствует диаграмме на рисунке 63, г, повернутой относительно диаграммы на рисунке 63, в на 180° .

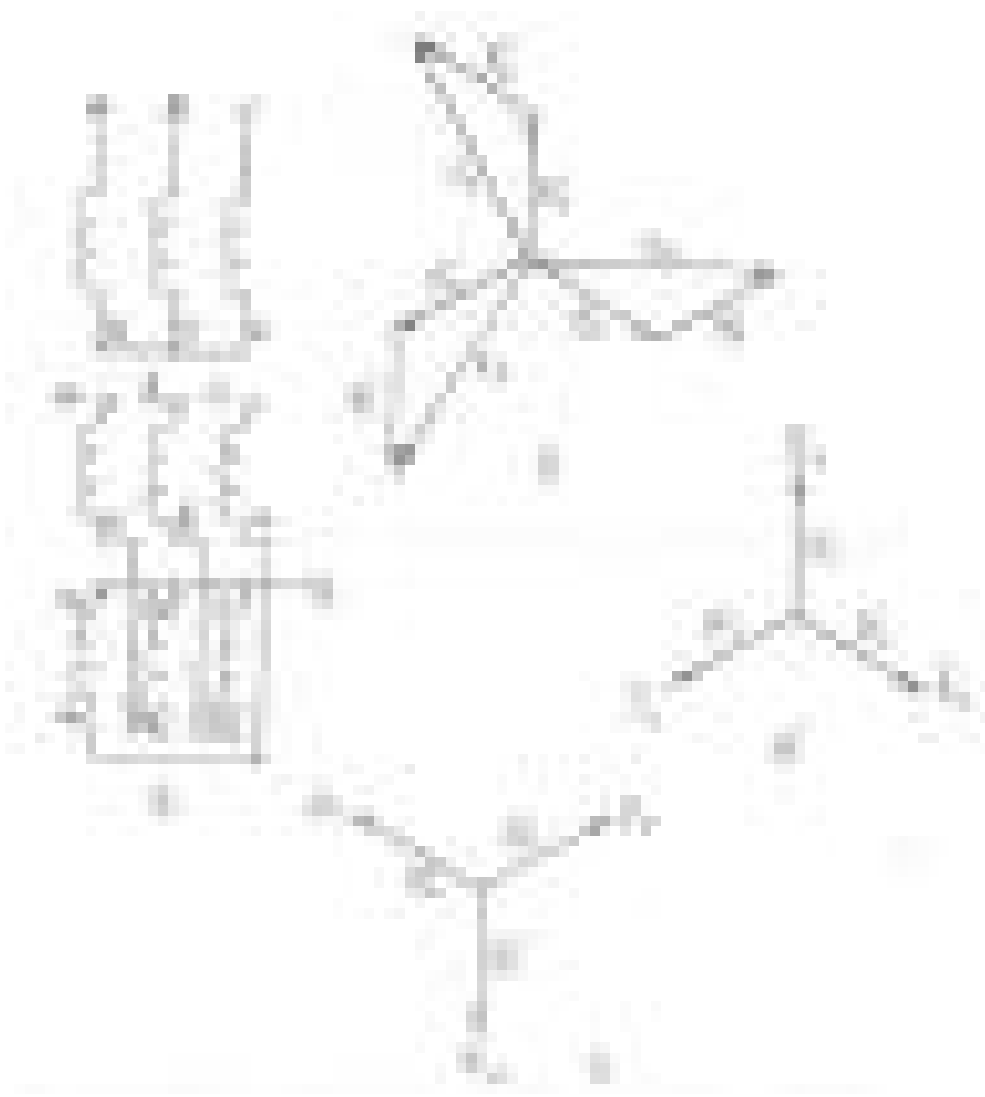


Рисунок 63. Схема соединения обмоток трансформатора в «Зигзаг» и векторные диаграммы.

Буквами $a_1, b_1, c_1, a_2, b_2, c_2$ обозначены начала вторичных обмоток, буквами $x_1, y_1, z_1, x_2, y_2, z_2$ — их концы. Электродвижущие силы вторичных обмоток: $\delta'_1, \delta'_2, \delta'_3, \delta''_1, \delta''_2, \delta''_3$, линейные напряжения E_1, E_2, E_3 .

Наконец, в соответствии со схемой на рисунке 63, а произведено геометрическое сложение векторов, которые изображены на рисунках 63, в и г.

Соединение в зигзаг — звезду дороже соединения в звезду, так как требует большего числа витков. Действительно, при последовательном соединении двух половин обмотки, расположенной на одном стержне, их э. д. с. складываются алгебраически, то есть в данном случае удваиваются. При соединении обмоток, расположенных на разных стержнях, ЭДС складываются геометрически под углом 120° и дают ЭДС, $\sqrt{3}$ раз больше одной из них. Следовательно, чтобы получить ЭДС той же величины при соединении в зигзаг — звезду, нужно на 15% больше витков, чем при соединении в звезду, так как $2 / 1,73 = 1,15$.

Все трансформаторы разбиты на группы и габариты в соответствии мощностью и напряжением. (Таблица 13.6.1)

Т а б л и ц а 13.6.1 Габариты трансформаторов

Габарит	Группа	Диапазон мощностей, кВ-А	Класс напряжения, кВ
I	1	До 20	До 35 включительно
	2	25-100	
II	3	160-250	
	4	400-630	
	5	1000	
Продолжение таблицы 13.6.1			
III	6	1600-2500	
	7	4000-6300	
IV	8	10 000-32 000	
	9	Свыше 32 000	
V	10	До 16 000	110 и 150
	11	25 000-32 000	
VI	12	40 000-63 000	110и150
	13	До 63 000	220 и 330
VII	14	80 000-200 000	110и150
	15	80 000-200 000	220 и 330
VIII	16	Свыше 200 000	До 330
			включительно
	17	Независимо от мощности	Свыше 330
	18	Для электропередач	Независимо от
		постоянного тока	напряжения
		независимо от мощности	

Примечание.

Трансформаторы, имеющие мощность или напряжение, не соответствующие стандартной шкале, относятся к габариту и группе ближайшей стандартной мощности или напряжения.

13.6.3 Конструкция трансформаторов

Конструкция трансформаторов первого и второго габаритов показано на рисунке 64

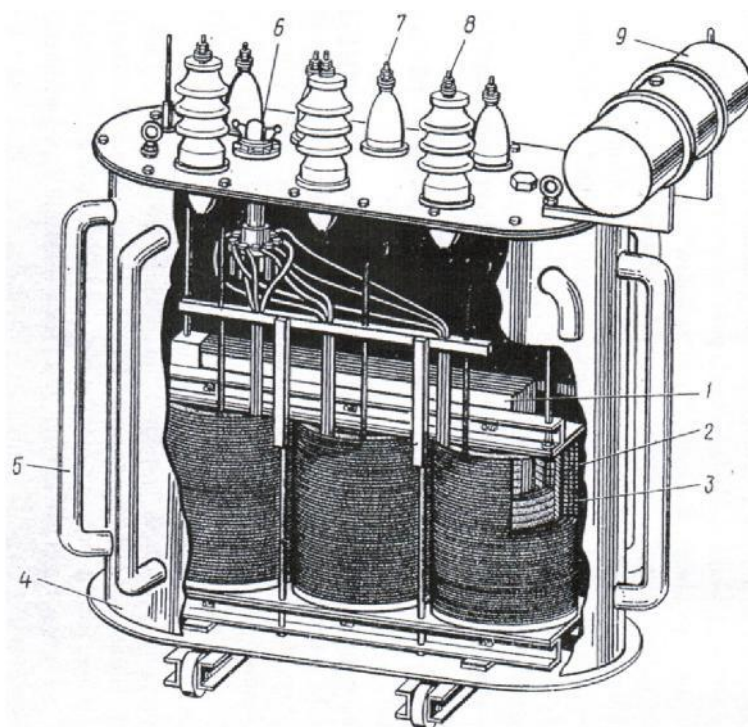


Рисунок 64. Конструкция трансформаторов I и II габаритов, 1 – 4 групп.
1 – магнитопровод, 2 – обмотка низкого напряжения, 3 – обмотка высокого напряжения, 4 – бак, 5 – трубы радиатора, 6 – рукоятка переключателя напряжения, 7 – вывод обмотки низкого напряжения, 8 – вывод обмотки высокого напряжения, 9 – расширитель

Активная часть – магнитопровод – составляет магнитную цепь и служит для крепления обмоток.

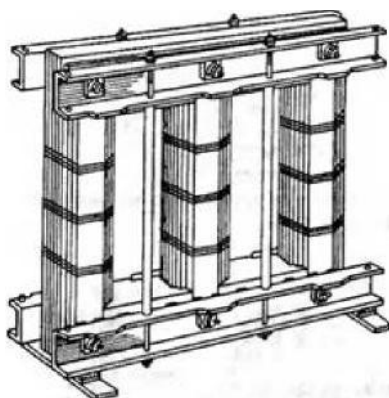


Рисунок 65. Остов трансформатора.

Конструкция трансформаторов II – VI габаритов, 2 – 14 групп показана на рисунке 66.

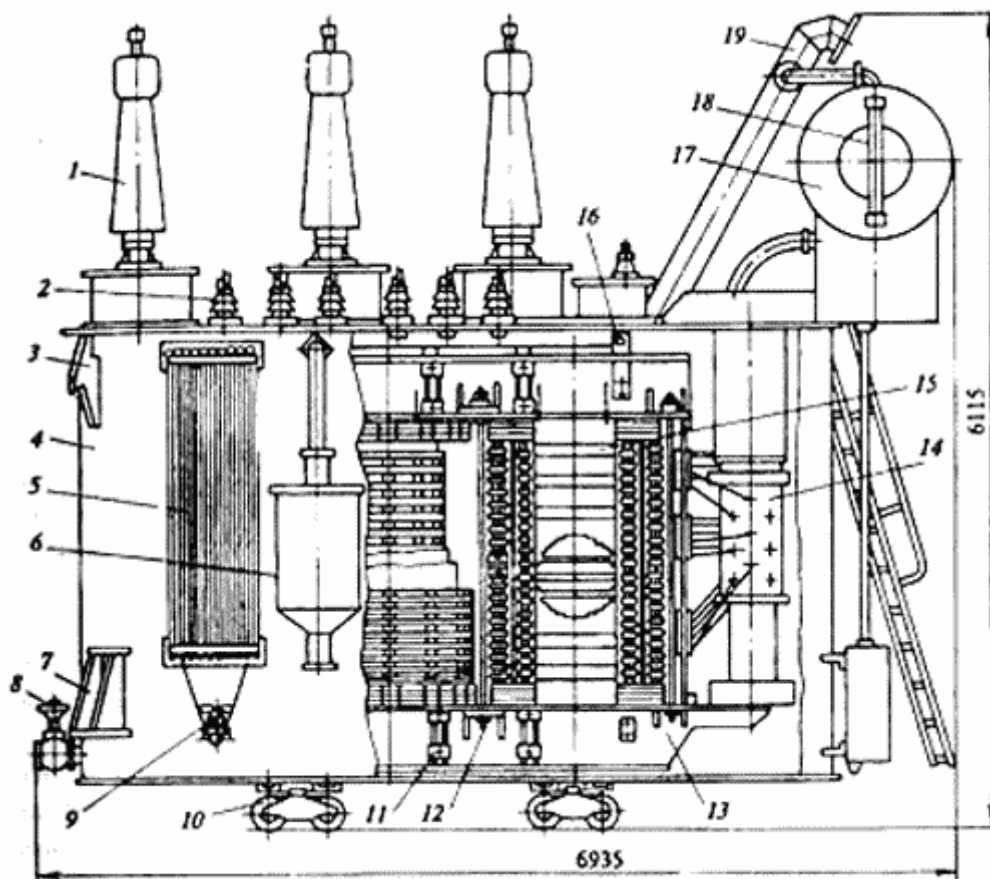


Рисунок 66. Конструкция трансформаторов II – VI габаритов, 2 – 14 групп.

1 — ввод ВН 110 кВ; 2 — ввод НН 10 кВ; 3 — крюк для подъема трансформатора; 4 — бак; 5 — радиатор; 6 — фильтр термосифонный; 7 — скоба для подъема домкратом; 8 — вертикальный кран для слива масла; 9 — вентилятор; 10 — каток; 11 — полубандажи стяжки ярма; 12 — вертикальная стяжная шпилька остова; 13 — ярмовая балка; 14 — устройство переключения ответвлений обмотки ВН; 15 — бандажи стяжки стержня; 16 — пластина с проушиной для подъема активной части; 17 — расширитель; 18 — маслоуказатель; 19 — предохранительная выхлопная труба.

При передаче мощности через трансформатор имеет место падение напряжения, определяемое сопротивлением трансформатора — напряжением короткого замыкания ($U_K\%$). Это сопротивление зависит от размеров обмоток (диаметра и высоты), материала и сечения провода которым выполнены обмотки, т. е. от номинального напряжения и мощности трансформатора.

В справочной литературе приводятся все технико-экономические параметры трансформатора: номинальная мощность в $\text{кВ}\cdot\text{А}$, сочетание напряжений ВН-СН-НН в кВ , потери холостого хода (P_X) и короткого замыкания (P_K) в $\text{кВ}\cdot\text{А}$, напряжение короткого замыкания в процентах от номинального ($U_K\%$), ток холостого хода в А , расчетные данные (R_T , X_T , Q_X) Кроме этого, приводится масса в т , габаритные размеры в м .

В качестве примера в таблице 13.6.2 приведены данные некоторых двухобмоточных трансформаторов 110 кВ.

Т а б л и ц а 13.6.2 Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные						Расчетные дан- ные		
			U _{ном} обмо- ток, кВ		и _к , %	Р _к , кВт	Р _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	Q _х , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10х1,5% - 8х1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	+9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	+9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	+9х1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
1ТДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	+9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	+9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	53,5	175
ТД-40000/110	40	+2х2,5 %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	48,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Продолжение таблицы 13.6.2

ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	+9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	+9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	+2х2,5 %	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН, ТРДЦНК)	80	+9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	+2х2,5 %	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	+9х1,78%	115	10,5-10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2х2,5 %	121	13,8; 15,75;	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2х2,5 %	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	+2х2,5 %	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечания.

1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН.

2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформаторы 25 МВА – с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

14. Ограничение токов короткого замыкания

14.1. Общие сведения

В мощных электроустановках и питаемых ими электросетях токи короткого замыкания могут достигать столь больших величин, что электрооборудование электрических станций и подстанций, а также сечения кабелей электросети приходится выбирать не по условиям нормального режима, а исходя из устойчивости работы их при коротких замыканиях. Применение электрооборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи короткого замыкания, приводит к значительному увеличению затрат на сооружение электроустановок и их сетей. В некоторых случаях токи короткого замыкания могут быть настолько велики, что вообще оказывается невозможным или весьма затруднительным выбор электрооборудования и кабелей, устойчивых при коротких замыканиях. Поэтому в мощных электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов короткого замыкания, чем достигается возможность применения более дешевого электрооборудования: более легких типов электроаппаратов, шин и кабелей меньших сечений.

Существуют несколько способов ограничения токов короткого замыкания. Выбор того или иного способа ограничения определяется местными условиями установки и должен быть подкреплён технико-экономическим расчетом.

В общем случае ограничение тока короткого замыкания достигается увеличением сопротивления цепи короткого замыкания либо путем осуществления раздельной работы питающих агрегатов и линий электросети, либо путем включения последовательно в цепь специальных сопротивлений.

Для искусственного увеличения сопротивления цепи короткого замыкания (КЗ) включают последовательно в три фазы индуктивные сопротивления, называемые *реакторами*.

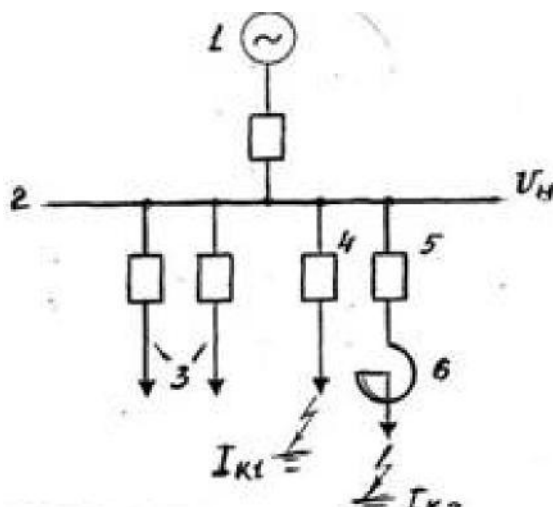


Рисунок 67. Схема, поясняющая работу реактора.

Рассмотрим два случая КЗ на схеме рисунок 67. От генератора 1 питаются сборные шины 2. От этих шин отходят линии 3 к приёмникам.

Рисунок 67 Схема, поясняющая принцип действия реактора:

1. за выключателем 4 отсутствует реактор;
2. за выключателем 5 установлен реактор 6.

При трёхфазном КЗ за выключателем 4 ток КЗ I_{K1} определяется в основном индуктивным сопротивлением генератора

$$I_{K1} = \frac{U_{nom}}{\sqrt{3}X_{PE3}}$$

где U_{nom} ~ номинальное напряжение установки, кВ; $X_{г}$ - сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора, Ом.

Выключатель 4 должен быть выбран по току КЗ I_{K1} .

При КЗ напряжение на сборных шинах будет равно нулю и на всех отходящих линиях пропадет напряжение.

При КЗ на линии с реактором ток определяется суммарным - сопротивлением генератора и реактора

$$I_{K2} = \frac{U_{nom}}{\sqrt{3}(X_{PE3} + X_{PEAK})},$$

где X_{PEAK} - индуктивное сопротивление реактора, Ом.

Обычно один источник обслуживает несколько десятков приёмников. Поэтому номинальный ток линии во много раз меньше номинального тока источника. Длительный ток реактора выбирается равным току линии. Таким образом, при сделанных допущениях ток КЗ определяется только параметрами реактора. Реактор является весьма надежным аппаратом, его повреждения практически исключены. Поэтому выбор аппаратов линии производится по току $I_{K2} \ll I_{K1}$, что значительно облегчает и удешевляет распределительное устройство.

14.1.1 Конструкции бетонных реакторов

Реактором является катушка с малым активным сопротивлением. Витки катушки изолированы друг от друга, а вся катушка в целом изолирована от заземленных частей. Промышленностью выпускаются бетонные и масляные реакторы.

14.1.2 Бетонные реакторы

Катушка укрепляется на каркасе из изолирующего материала, рисунок 68. Концы обмоток снабжены зажимами для последовательного включения реактора в сеть. В трёхфазных установках применяют реакторы, состоящие из трех катушек.

Многожильный провод 1 соответствующего сечения с помощью шаблона наматывается в виде катушки. После этого в специальные формы заливается бетон. Застывая, бетон образует вертикальные стойки-колонны 2, которые скрепляют между собой отдельные витки.

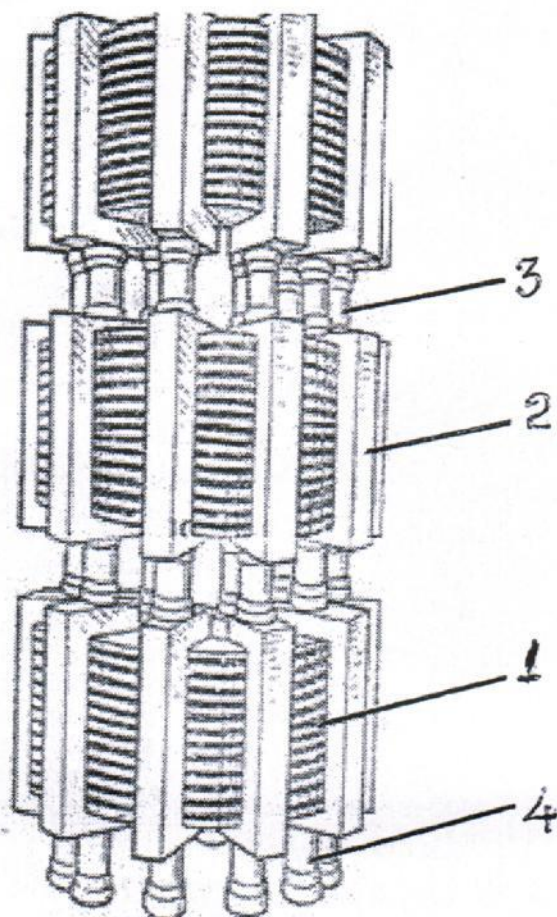


Рисунок 68. Конструкция бетонного реактора.

Торцы колонн имеют шпильки, с помощью которых укрепляются изоляторы 3 и 4.

Для получения необходимой прочности электрической изоляции после застывания бетона реактор подвергают интенсивной сушке в вакууме. Затем реактор дважды пропитывается влагостойким изоляционным лаком.

Между отдельными витками в ряду и между рядами выдерживается значительный зазор, что улучшает охлаждение отдельных витков реактора и повышает электрическую прочность изоляции.

При больших номинальных токах (более 400 А) применяется несколько параллельных ветвей. Равномерное распределение тока по ветвям обеспечивается транспозицией витков.

В качестве обмоточного материала используется многожильный медный или алюминиевый кабель большого сечения. Кабель покрывается несколькими

слоями кабельной бумаги. Поверх бумаги делается хлопчатобумажная оплётка. Помещения, в которых устанавливают реакторы, должны хорошо вентилироваться, и наивысшая температура в них не должна превышать $+35^{\circ}\text{C}$. Колебания температуры в помещении не должны быть настолько резкими, чтобы наблюдалось покрытие реакторов инеем, росой и т.п.

Катушки бетонных реакторов изолируют от земли при помощи нескольких опорных изоляторов 3. Трёхфазный комплект реактора состоит из катушек, устанавливаемых в горизонтальной плоскости рядом (хорошее охлаждение витков) или в вертикальной плоскости одна над другой, при этом ухудшаются условия охлаждения витков катушек, особенно верхней.

Реакторы охлаждаются, как правило, за счет естественной вентиляции. Ввиду выделения большой мощности в реакторе распределительное устройство должно предусматривать специальные каналы для охлаждения воздуха, особенно при больших номинальных токах.

Реакторы, предназначенные для вертикальной установки в комплектах, имеют маркировку В (верхний), С (средний), Н (нижний). В последнем случае катушки реактора изолируют друг от друга также при помощи опорных изоляторов 4.

При вертикальной установке направление обмотки катушки средней фазы берут обратным по сравнению с направлением обмоток катушек верхней и нижней фаз. Делается это для того, чтобы при протекании по двум соседним катушкам двухфазного ударного тока короткого замыкания катушки притягивались под действием возрастающих электродинамических усилий, а не отталкивались, как это было бы при одинаковом направлении обмоток всех катушек (легче выполнить надежное крепление катушек).

При установке сухих реакторов в распределительных устройствах необходимо соблюдать указываемые заводом монтажные расстояния до стальных конструкций и железобетонных частей здания. При невыполнении этих требований возможен опасный нагрев стальных конструкций и стальной арматуры железобетона токами, наведенными в них магнитным потоком реактора; кроме того, близость стальных конструкций вызывает дополнительные потери электроэнергии.

Бетонные реакторы хорошо себя зарекомендовали при работе в закрытых распределительных устройствах при напряжении до 35 кВ, например, реактор для внутренней установки РБУ 10-630-0,56УЗ - Р - реактор, Б - бетонный, У - ступенчатая установка фаз, на номинальное напряжение 10 кВ, длительно допустимый ток при естественном охлаждении 630 А, номинальное индуктивное сопротивление 0,56 Ом, У - для работы в районах с умеренным климатом, З - для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Основные недостатки бетонных реакторов - большой вес и значительные габариты. Например, высота трехфазного комплекта реактора горизонтальной установки на напряжение 10 кВ составляет 1040 мм, а вертикальной - 3600 мм. Этот же комплект весит 3 х 723 кг.

14.1.3 Конструкции масляных реакторов

При напряжениях более 35 кВ и при установке реакторов на открытой части подстанций применяются масляные реакторы. Схема такого реактора приведена на рисунке 69.

Масляные реакторы могут иметь однофазное и трехфазное исполнение. В первом случае одна катушка, а во втором - три катушки помещаются в стальном баке, залитом трансформаторным маслом. Обмотки выполняются из медных проводников, изолированных кабельной бумагой и уложенных на каркас из изоляционного материала. Концы катушек выводятся наружу через проходные фарфоровые изоляторы на крышке реактора. Обмотка реактора 2 наматывается на специальный каркас из изоляционного материала типа гетинакса. Эта обмотка погружается в стальной бак с трансформаторным маслом. Применение масла позволяет уменьшить расстояние между обмоткой и заземленными частями и улучшить охлаждение обмотки за счет конвекции масла.

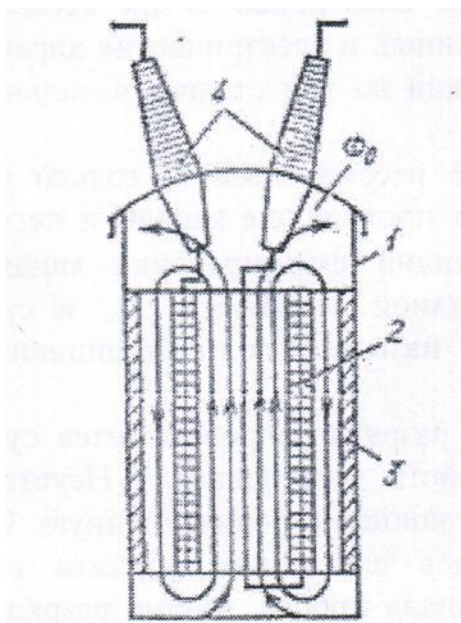


Рисунок 69. Масляный реактор

Все это дает возможность уменьшить массу и габаритные размеры. Выводы реактора присоединяются к зажимам проходных изоляторов 4.

Однако такая компоновка реактора наталкивается на большую трудность. Переменный магнитный поток реактора Φ_0 замыкается по баку, что приводит к его нагреву до недопустимых температур. Для того, чтобы избежать нагрева бака 1, внутри него устанавливается короткозамкнутая обмотка-экран 3 из меди, которая является как бы вторичной обмоткой реактора. В этом экране наводятся токи, создающие магнитный поток, который в стенках бака направлен против магнитного потока катушки реактора. В результате через стенки бака замыкается сравнительно небольшой результирующий магнитный поток.

Возможен ещё один вариант уменьшения потерь на нагрев стенок бака. В этом случае на внутренней поверхности стального бака укрепляют стальные пакеты: создается как бы искусственный магнитопровод с магнитным сопротивлением, которое значительно меньше сопротивления стенок бака. Для уменьшения потерь на гистерезис шунт выполняют из электротехнической стали, а для уменьшения потерь на вихревые токи его набирают из тонких, изолированных друг от друга стальных пластин.

Отечественные заводы выпускают масляные реакторы с электромагнитными экранами для наружной установки, например, РТМТ-35-200-6: Р - реактор, Т - трехфазный, М - охлаждение естественной циркуляцией воздуха и масла, Т - токоограничивающий, на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 200 А, индуктивное сопротивление 6%, масса 11000 кг. ТОРМ-220-325-12:

Т - токоограничивающий, О - однофазный, Р - реактор, М - с естественным масляным охлаждением, на номинальное напряжение 220 кВ, номинальный ток 325 А, индуктивное сопротивление 12%, масса 44500 кг.

Масляные реакторы значительно дороже сухих реакторов, но зато по сравнению с последними они обладают рядом существенных преимуществ. Они надежно защищены от попадания в обмотку пыли, влаги и всякого рода посторонних предметов, и, кроме того, их можно устанавливать на любом расстоянии от стальных и железобетонных конструкций в открытых установках.

14.1.4. Конструкции сдвоенных реакторов

Для уменьшения потерь напряжения и сокращения объема зданий распределительного устройства применяются сдвоенные реакторы. Сдвоенный реактор представляет собой два согласованных реактора с сильной магнитной связью. Реакторы расположены один над другим. Схема включения сдвоенных реакторов приведена на рисунке 70.

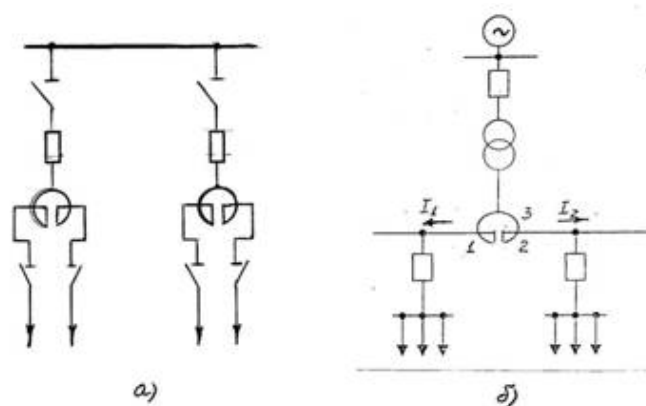


Рисунок 70. Схема включения сдвоенного реактора

При обычных реакторах, каждая отходящая линия имеет свой реактор, рассчитанный на номинальный ток линии. Каждая трехфазная группа реакторов размещается в специальной ячейке распределительных устройств.

В сдвоенных реакторах, рисунок 70, реакторы соседних ветвей сближены так, что между ними существует сильная магнитная связь. Совмещение в одном реакторе двух уменьшает габариты аппарата, упрощает и удешевляет распределительное устройство.

В номинальном режиме магнитные поля реакторов направлены встречно и оказывают размагничивающее действие. В результате индуктивное сопротивление ветви падает. Соответственно уменьшается падение напряжения на реакторе. Падение напряжения на ветвях реактора при номинальном токе:

$$E = \frac{I \cdot X_p (1 - K_{CB}) \cdot \sqrt{3} \cdot 100 \sin \varphi}{1,05 U_{НОМ}}$$

где X_p - индуктивное сопротивление ветви реактора; K_{CB} коэффициент связи является одним из основных параметров сдвоенного реактора и зависит от расстояния между ветвями. Чем ближе ветви друг к другу, тем больше K_{CB} .

Обычно в реакторах K_{CB} колеблется в пределах 0,4-0,6. С увеличением K_{CB} возрастают электродинамические силы, стремящиеся оторвать одну ветвь от другой. В номинальном режиме сопротивление ветви реактора уменьшается на 40-60 %, что повышает качество электроэнергии (уменьшаются потери напряжения). Исследования показали, что бетонные сдвоенные реакторы без применения специальных мер подвержены разрушению при одновременном КЗ в обеих ветвях. Увеличение электродинамической стойкости достигается в сборной конструкции. На рисунке 71, а) показана в разрезе левая половина такого реактора. Стяжка реактора осуществляется с помощью металлических стержней 1 и стержней 2 из изоляционного материала. Катушка реактора уложена на изоляционных прокладках 3.

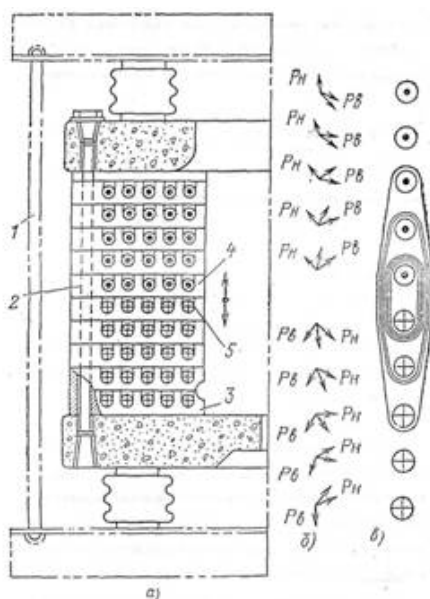


Рисунок 71. Конструкция сдвоенного реактора

Векторы, помеченные R_n , обозначают силу взаимодействия витка с нижней частью реактора. Векторы, помеченные R_v - силы, действующие на виток со стороны верхней части реактора.

Векторы без пометки являются результирующей силой. Наибольшая отталкивающая сила действует на витки рядов 4 и 5, расположенные близко друг к другу. Для получения необходимой электродинамической стойкости близлежащие ряды ветвей реактора бандажирются стеклянной лентой, как это показано на рис. 1.5.в).

Промышленностью выпускаются, например, реакторы РБС 10-2х630-0,25УЗ: Р - реактор, Б - бетонный, С - сдвоенный, вертикальной установки (отсутствует буква У или Г), на номинальное напряжение 10 кВ, длительно допустимый ток при естественном охлаждении 2х630 А, номинальное индуктивное сопротивление 0,25 Ом, У - для работы в районах с умеренным климатом, З - для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

14.2 Координация токов КЗ в современных энергосистемах

14.2.1 Ограничение ТКЗ методом секционирования

Рост генераторных мощностей современной энергосистем, создание мощных энергообъединений, увеличение мощностей нагрузок приводят с одной стороны, к росту электровооруженности и производительности труда, к повышению надежности и устойчивости электроснабжения, а с другой – к существенному повышению токов КЗ.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей ограничивается параметрами выключателей трансформаторов, проводников и других электрооборудований, условиями обеспечения устойчивости энергосистемы, а в сетях генераторного напряжения, в сетях собственных нужд и в распределительных сетях 3 – 20 кВ параметрами электрических аппаратов и токопроводов, термической стойкостью кабелей, устойчивостью двигательной нагрузки.

Таким образом, уровень тока КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, имеет в своем росте ряд ограничений, которые необходимо учитывать. Конечно, аппаратуру и электрические сети можно усилить в соответствии с новым уровнем токов КЗ, перевести на более высокое напряжение, однако это в ряде случаев приводит к таким экономическим и техническим трудностям, что себя не оправдывает.

В настоящее время разработан комплекс мер, который позволяет регулировать уровни токов КЗ, ограничивать их при развитии электроустановок. Однако применение таких средств не является самоцелью и оправданно только после специального технико-экономического обоснования.

Наиболее распространенными и действенными способами ограничения токов КЗ являются: секционирование электрических сетей; Этот способ является эффективным средством, которое позволяет уменьшить уровни токов КЗ в ре-

альных электрических сетях в 1,5 – 2 раза. Пример секционирования электроустановки с целью ограничения токов КЗ показан на рисунке 72.

Когда выключатель QВ включен, ток КЗ от генераторов G1 и G2 проходит непосредственно к месту повреждения и ограничен лишь сопротивлением генераторов и трансформаторов соответствующих энергоблоков.

Если выключатель QВ отключен, в цепь КЗ дополнительно включается сопротивление линий. Ток КЗ от генераторов G1 и G2 при этом резко снижается по сравнению с предыдущим случаем.

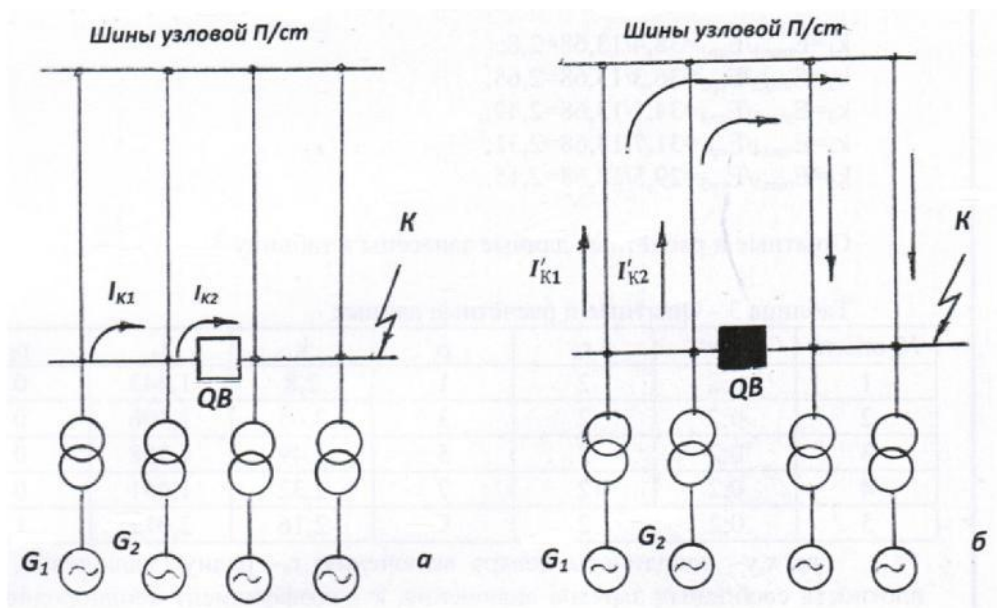


Рисунок 72. Распределение токов КЗ:

а - секционный выключатель включен; б - секционный выключатель отключен

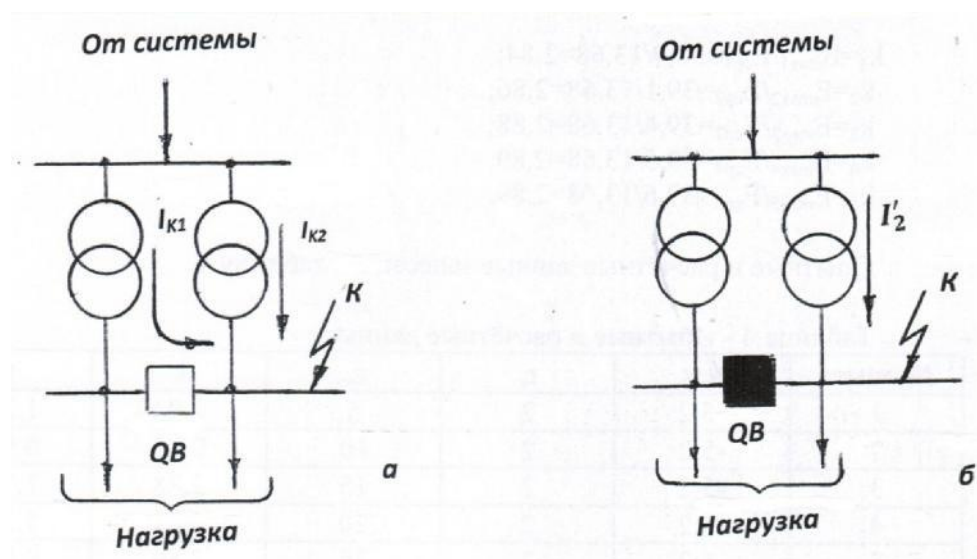


Рисунок 73. Совместная (а) и раздельная (б) работа трансформаторов на подстанции.

В месте секционирования образуется так называемая точка деления сети. В мощной энергосистеме с большими токами КЗ таких точек может быть несколько. Секционирование электрической сети обычно влечет за собой увеличение потерь электроэнергии в линиях электропередачи и трансформаторах в нормальном режиме работы, так как распределение потоков мощности при этом может быть неоптимальным. По этой причине решение о секционировании должно приниматься после специального технико-экономического обоснования.

В распределительных электрических сетях 10 кВ и ниже широко применяется раздельная работа секций шин, питающихся от различных трансформаторов подстанции (рисунок 73). Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов КЗ, хотя и в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия: разные уровни напряжения по секциям, неравномерная загрузка трансформаторов и т. п. При мощности понижающего трансформатора 25 МВА и выше применяют расщепление обмотки низшего напряжения на две, что позволяет увеличить сопротивление такого трансформатора в режиме КЗ примерно в 2 раза по сравнению с трансформатором без расщепления обмотки.

14.2.2 Ограничение ТКЗ применением трансформаторов с расщеплённой обмоткой низкого напряжения

Трансформаторы с расщепленными обмотками – трансформаторы, у которых одна из обмоток разделяется на две или большее число гальванически не связанных частей, суммарная номинальная мощность которых равна номинальной мощности трансформатора, а напряжения КЗ которых относительно другой обмотки практически равны, так что эти части допускают независимую нагрузку или питание. Такие обмотки, обычно обмотки НН, называются расщепленными. При КЗ в цепи одной из частей расщепленной обмотки в обмотках трансформатора возникают токи и напряжения существенно меньшие, чем в таком же трансформаторе с нерасщепленной обмоткой НН.

Разновидностью трехобмоточного трансформатора является трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В таком трансформаторе обмотка низшего напряжения каждой фазы выполняется из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению к обмотке высшего напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы.

Мощность каждой обмотки низшего напряжения составляет 0,5 от общей мощности.

Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет самостоятельные выводы, рис. 63.

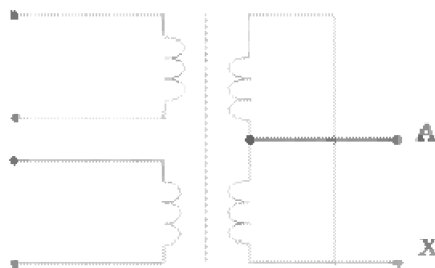


Рисунок 74. Схема соединения обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой.

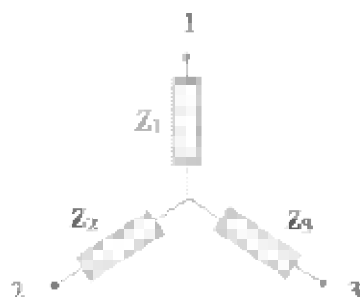


Рисунок 75. Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой.

Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки, например при двух ветвях одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена, или обе ветви нагружены полностью.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток КЗ на стороне низшего напряжения, например на подстанциях.

Одной из характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления K_P , который для случая двух ветвей равен отношению сопротивления короткого замыкания между ветвями расщепленной обмотки Z_{2-3} к сопротивлению короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями расщепленной обмотки,

$$K_P = \frac{Z_{2-3}}{Z_{1-2и3}}$$

для однофазных трансформаторов коэффициент расщепления $K_P=4$, а для трехфазных трансформаторов $K_P=3,5$. сопротивления лучей в схеме замещения трансформатора с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две ветви, могут быть определены из следующих выражений:

$$Z_1 = Z_{(1-2и3)} \left(1 - \frac{K_P}{4}\right); \quad Z_2 = Z_3 = Z_{(1-2и3)} \cdot \frac{K_P}{2};$$

после подстановки, в которые соответствующих значений K_P получим:

для однофазных трансформаторов $Z_1=0, Z_2=Z_3=2Z_{(1-2и3)}$

Для трехфазных трансформаторов $Z_1=0,125Z_{(1-2и3)}, Z_2=Z_3=1,75Z_{(1-2и3)}$

видим, что сопротивления Z_2 и Z_3 увеличены на 1,75 раза, что приводит к ограничению токов короткого замыкания, за трансформатором на стороне низшего напряжения.

14.2.3 Коррекция однофазных замыканий на землю в сети 110-220 кВ

Нейтралью принято называть общую точку обмоток оборудования, соединенных в звезду. Режим работы нейтрали определяет выбранный способ соединения нейтрали с землей. Нейтраль может быть изолированная от земли, а может быть с ней соединенная через дугогасящую катушку. Нейтраль может иметь глухое соединение с землей, а в некоторых сетях есть возможность и заземления, и разземления нейтрали, т.е. в цепь нейтрали включены разъединитель и ОПН.

По режиму работы нейтрали электрические сети можно разделить на сети с эффективно заземленной нейтралью, глухозаземленной нейтралью, с компенсированной нейтралью и с изолированной нейтралью. Режим работы нейтрали, в сети до 1000 В, в основном, определяется безопасностью работ. В сети выше 1000 В режим работы определяется исходя из двух условий:

- экономичность оборудования (стоимость изоляции оборудования);
- величина токов однофазного короткого замыкания на землю.

Сети до 1000 кВ работают с глухозаземленной нейтралью, либо с изолированной нейтралью.

В сети с глухозаземленной нейтралью (четырёхпроводная сеть) в случае касания фазы на землю приводит к однофазному короткому замыканию. В месте повреждения возрастает ток. Поврежденная фаза отключается коммутационной аппаратурой. Две здоровые фазы могут оставаться в работе под фазным напряжением.

Сети 110 кВ и выше работают с заземленной нейтралью. Считаются сетями с большими токами замыкания на землю, но не более 500 А. В этих сетях касание фазы «земли» приводит к короткому замыканию. В месте замыкания на землю протекают большие токи, и возникает дуга. Поврежденное присоединение требует немедленного отключения.

По статистике большая часть отключений на воздушных линиях устраняются самостоятельно. Чтобы это проверить, на линию необходимо подать напряжение. Для этого на выключателях предусмотрено устройство автоматиче-

ского повторного включения (АПВ). Если КЗ устранилось, то линия остается в работе, а если нет, то отличается снова и остается отключенной.

В момент повреждений в сети или при коммуникациях возникают перенапряжения. Величина перенапряжения влияет на выбор изоляции оборудования, поэтому величину перенапряжения необходимо ограничивать. Чтобы величина напряжения не превысила значение фазного напряжения, все нейтрали в сети необходимо заземлять. Заземление всех нейтралей влечет за собой увеличение однофазных токов короткого замыкания, даже больше, чем ток короткого замыкания 3-х фазного. В этом случае коммутационную аппаратуру необходимо выбирать по большему току.

В сети 110-220 кВ очень часто поступают следующим образом: определенное количество нейтралей разделяют до того количества, пока ток однофазного КЗ был не больше тока 3-х фазного. При этом величина перенапряжения в установившемся режиме не должно превышать 80% от номинального напряжения.

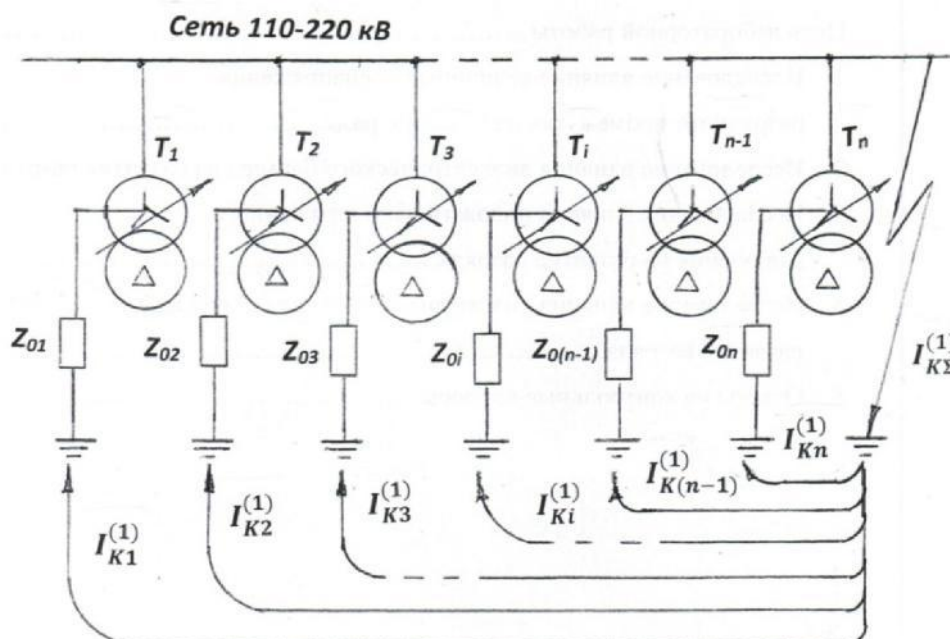
Все вновь вводимые силовые трансформаторы с уровнем изоляции нейтрали в соответствии с ГОСТ должны предусматривать работу, как с изолированной, так и заземленной нейтралью, для чего в его нейтрали должны быть смонтированы ЗОН – 110-220 и ОПН в соответствии с ПУЭ.

На рисунке 76 приводится схемное решение коррекции однофазных КЗ на землю в сети 110-220 кВ.

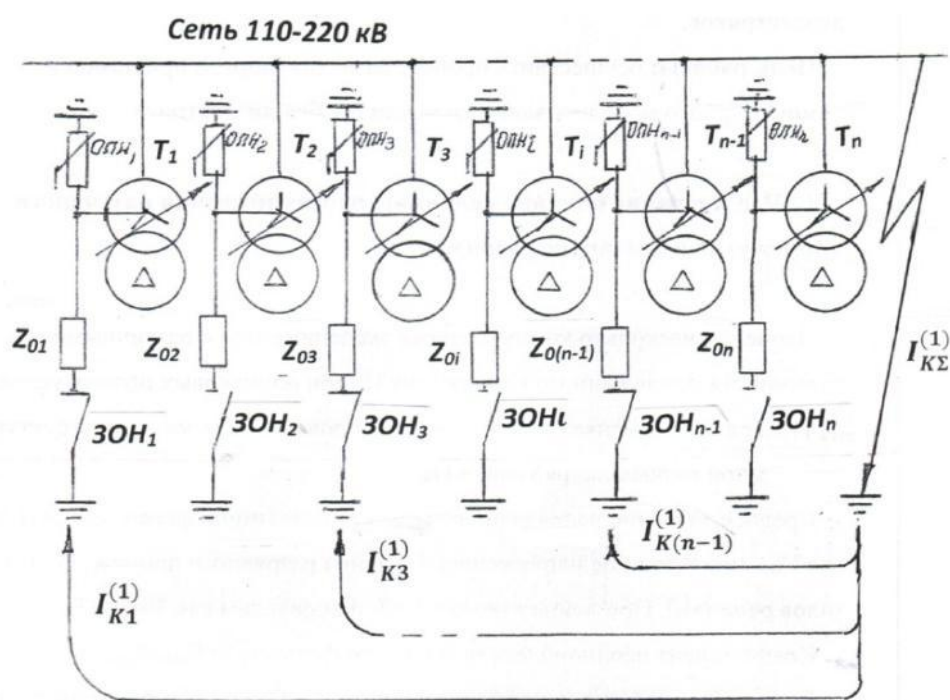
В случае, когда все нейтрали трансформаторов заземлены, сопротивления нулевой последовательности ($Z_{01}, Z_{02}, Z_{03}, Z_{0i}, Z_{0(n-1)}, Z_{0n}$) при замыкании на землю складываются параллельно и результирующее сопротивление короткого замыкания нулевой последовательности может оказаться меньше сопротивлений прямой и обратной последовательностей. В этом случае ток однофазного короткого замыкания на землю может оказаться больше токов междуфазных КЗ.

ПУЭ нормирует величину однофазного короткого замыкания на землю по отношению к междуфазным коротким замыканиям.

Для снижения величины однофазного короткого замыкания, в нейтрали трансформаторов устанавливаются коммутационные аппараты (ЗОН), позволяющие разземлить часть нейтралей, для увеличения сопротивления нулевой последовательности и снижении тока однофазного короткого замыкания. Группа режимов электрической сети, расчетами устанавливает, для каждой конкретной схемы, количество заземленных нейтралей трансформаторов так, чтобы ток однофазного короткого замыкания оказался меньше междуфазных КЗ.



а)



б)

Рисунок 76. Схема коррекции однофазных замыканий на землю;

- а) суммарный ток однофазного короткого ($I_{K\Sigma}^{(1)}$) замыкания на землю в случае, когда все нейтралы гальванически связанных трансформаторов заземлены; б) суммарный ток однофазного короткого ($I_{K\Sigma}^{(1)}$) замыкания на землю в случае, когда часть нейтралей трансформаторов отключена ЗОН.

В случае, когда заземлены все нейтрали трансформаторов, (рисунок 76, а) суммарный ток однофазного короткого замыкания ($I_{K\Sigma}^{(1)}$) складывается из всех токов нейтралей трансформаторов ($I_{K\Sigma}^{(1)} = I_{K1}^{(1)} + I_{K2}^{(1)} + I_{K3}^{(1)} + \dots + I_{Ki}^{(1)} + \dots + I_{K(n-1)}^{(1)} + I_{Kn}^{(1)}$).

В случае, когда количество заземленных нейтралей скорректировано расчетами, ток однофазного короткого замыкания (рисунок 76, б) складывается из части токов протекающих по заземленным нейтральям.

14.2.4 Ограничение токов короткого замыкания токоограничивающими предохранителями

Особенностью современных патронных плавких предохранителей является то, что благодаря быстрой плавке вставки при больших уровнях токов короткого замыкания отключение тока начинается до появления первого большого пика тока, поэтому ток замыкания никогда не достигает своего ожидаемого максимального значения (рисунок 77).

Такое ограничение тока значительно снижает вероятность возникновения термических и динамических напряжений и, тем самым, сводит к минимуму опасность и степень ущерба в том месте, где произошло короткое замыкание.

Поэтому номинальная отключающая способность предохранителя определяется действующим значением переменной составляющей ожидаемого тока короткого замыкания.

Для плавких предохранителей не устанавливается номинальный ток включения на короткое замыкание.



Рисунок 77. Ограничение тока плавким предохранителем.

14.2.5 Ограничители ударного тока взрывного действия

Токоограничивающие коммутационные аппараты ограничивают ток КЗ в течение первого полупериода его появления и далее незамедлительно отключают КЗ.

К токоограничивающим коммутационным аппаратам такого типа относятся, ограничители ударного тока взрывного действия, Ограничители ударного то-

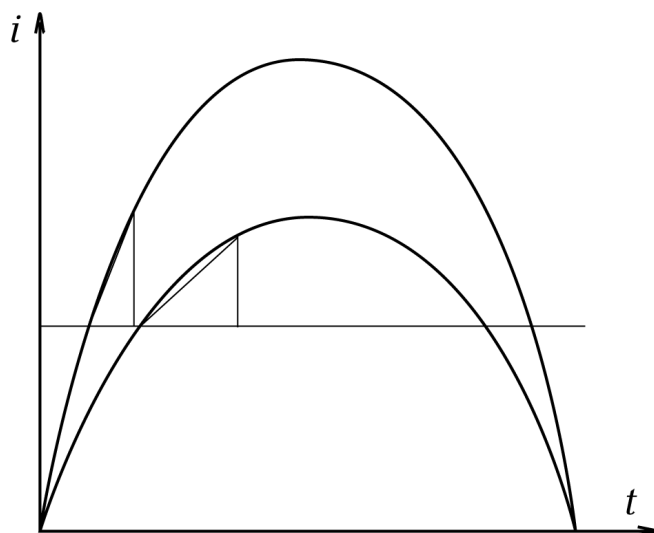


Рисунок 78.

ка взрывного действия представляют собой сверхбыстродействующие управляемые коммутационные аппараты одноразового действия с относительно большим номинальным током. Конструктивно ограничитель ударного тока представляет собой герметизированный цилиндр, внутри которого располагается токонесущий проводник с вмонтированным пиропатроном. Сигнал на взрыв пиропатрона подаётся от внешнего управляющего устройства. Последнее получает информацию о КЗ от измерительного органа, реагирующего на величину тока КЗ и на его первую производную (рисунок 78). Ограничитель ударного тока срабатывает в случае, если достигаются оба заданных значения (мгновенное значение тока и его первая производная di/dt).

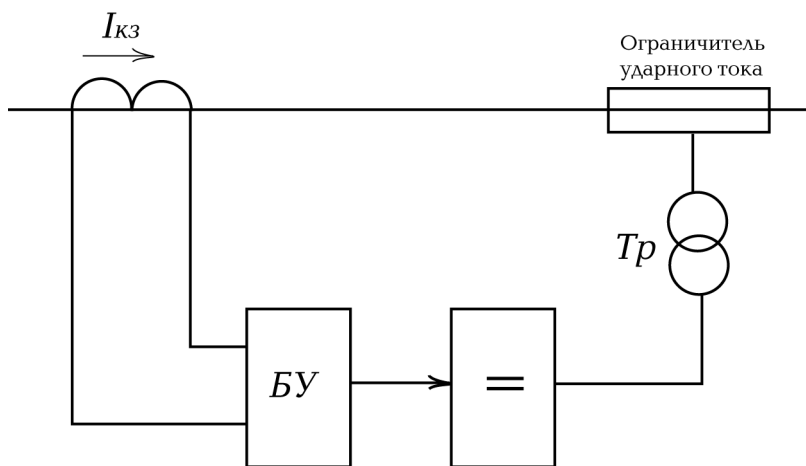


Рисунок 79.

При возникновении КЗ электронное устройство (блок управления БУ) реагирует на скорость изменения тока, затем разрядное устройство(=) через разделительный трансформатор (Тр) воздействует на капсюльдетонатор, происходит взрыв пиропатрона и основная цепь оказывается разомкнутой за 0,1 мс (рисунок 79). Ограничитель ударного тока обладает ря-

дом преимуществ: управляемость от внешних устройств, направленность действия, большие номинальные токи, стабильность характеристик, повышенная эксплуатационная надёжность, возможность однофазного и трёхфазного отключения цепи. Однако ограничители ударного тока обладают одноразовостью дейст-

вия. Кроме того, на них затруднено, хотя и возможно, осуществить цикл повторного включения сети (например, используя несколько пиропатронов).

Ограничители ударного тока могут быть использованы сегодня в сетях с напряжением 6-35 кВ и номинальным током 1000-4000 А.

15 Скорость восстанавливающегося напряжения (СВН)

Общие положения.

Учет *СВН* при проверке и выборе выключателей должен производиться для воздушных, элегазовых, вакуумных выключателей. Для масляных выключателей (баковых и малообъемных) проверка по *СВН* не обязательна.

Процессы восстановления напряжения при отключении коротких замыканий в различных точках сети могут существенно отличаться по характеру протекания и способу расчета. Наиболее характерными режимами являются: общий случай отключения; отключение неудаленного короткого замыкания; отключение короткого замыкания в цепи трансформатора. В одном и том же РУ выключатели разных цепей (и даже один и тот же выключатель при коротком замыкании в разных точках) могут работать в любом из указанных характерных режимов.

Ниже рассмотрены условия расчета *СВН* и выбора выключателей в указанных режимах.

15.1 Общий случай расчета СВН

Воздушные выключатели должны проверяться по *СВН* в случаях, когда отключаемый ток превышает $0,4 I_{н.о.}$. Скорость восстанавливающегося напряжения определяется упрощенно по выражению:

$$U_{\text{в}} = 0,$$

где $U_{\text{в}}$ - расчетное значение *СВН*, кВ/мкс;

$I_{\text{к}}$ - периодическая составляющая отключаемого тока КЗ (однофазного или трехфазного), кА;

$$n = n_{\text{л}} - 1;$$

$n_{\text{л}}$ - общее число линий, подключенных к сборным шинам.

В соответствии с числом линий электропередачи n , остающихся в работе после отключения короткого замыкания, определяется с учетом того, что одна из линий может быть отключена для ремонта. Если $U_{\text{в}} \leq 0,4$ кВ/мкс, то уточненные расчеты не требуются, так как не модернизированные выключатели серии с наиболее низкой допустимой *СВН* имеют гарантированную *СВН* такого порядка.

Приведенное выражение следует применять для линий электропередачи с одним проводом в фазе. Для линий электропередачи с расщепленными проводами коэффициент должен быть уменьшен пропорционально уменьшению волнового сопротивления линии, а именно - при расщеплении на два провода в фазе - до 0,17, а при расщеплении на три провода в фазе - до 0,14.

Если *СВН* превышает 0,4 кВ/мкс, то ее следует определять по выражению

$$U_{\text{в}} = \sqrt{2} I_{\text{к}} \omega_0 \frac{Z}{n} K_{\text{с}} \cdot 10^{-6} \text{ кВ} \quad (2-3)$$

где: ω_0 - синхронная круговая частота, 1/с;

Z - эквивалентное волновое сопротивление ВЛ, Ом;

Z - 450 Ом - для линии с одиночным проводом;

Z - 370 Ом - при расщеплении на два провода;

Z - 320 Ом - при расщеплении на три провода;

$K_{\text{с}}$ - коэффициент, учитывающий влияние емкости C ,

$$C = 4,5n_{\text{т}} + 1,5n_{\text{л}} +$$

$$C_{\Delta} \cdot 10^{-9} \Phi;$$

$n_{\text{т}}$ - число подключенных трансформаторов и автотрансформаторов;

C_{Δ} - емкость кабельных линий и коротких тупиковых ВЛ (порядка 1 - 3 км), не учитываемых в числе $n_{\text{л}}$,

16. Электрические контакты

16.1 Основные понятия

Слово контакт означает соприкосновение, касание. Две детали, предназначенные для проведения тока и находящиеся в соприкосновении, принято называть контактными частями или, короче, контактами. В контактах, подлежащих рассмотрению, электрическая проводимость обеспечивается обычно при наличии давления на контактные части, создаваемого винтами или пружинами.

В электрической системе - машинах, аппаратах, линиях и т. д. имеется огромное количество контактов. Качество контактов имеет прямое отношение к надежности электрического оборудования. Контакты низкого качества часто являются источником повреждений и нарушений нормальной работы установки.

По своему назначению и условиям работы контакты, рассматриваемые здесь, могут быть разделены на две основные группы - неразмыкаемые и размыкаемые.

Неразмыкаемые контакты в свою очередь делятся на:

- неподвижные контакты, в которых отсутствует перемещение контактных частей относительно друг друга, например винтовые соединения шин, проводов, присоединения к аппаратам;
- подвижные контакты, в которых имеет место скольжение или качение одной контактной части относительно другой; такие контакты (наряду с размыкаемыми) имеются в разъединителях и выключателях.

Контакты можно также классифицировать по роду соприкасающихся поверхностей. Различают контакты плоские, линейные и точечные. Плоский контакт образуется при соприкосновении плоских контактных деталей, например плоских шин. Линейный контакт может быть образован двумя цилиндрами с параллельными осями или цилиндром и плоскостью. Точечный контакт может быть образован двумя сферическими поверхностями или двумя скрещенными под прямым углом цилиндрами. Понятия плоского, линейного и точечного контактов условны, поскольку они предполагают наличие идеальных поверхностей.

В действительности соприкосновение между контактными частями во всех случаях происходит по небольшим площадкам.

Поверхность твердого тела не может быть идеально ровной. При самой тщательной обработке имеется некоторая волнистость и шероховатость. Если бы материал контактов был бесконечно твердым, соприкосновение имело бы место в нескольких точках. В действительности под действием приложенной силы происходит деформация материала и первоначальные точки прикосновения превращаются в небольшие площадки. С увеличением силы, приложенной к контактам, увеличивается число контактных «точек» и их общая площадь.

Давление по площадке распределяется неравномерно. При этом металл деформируется частично пластически, частично упруго. Зависимость между силой P , приложенной к контактам, и контактной поверхностью $s_{\text{д}}$, воспринимающей давление, имеет следующий вид:

$$P = ps_{\text{д}}, (1)$$

где p - среднее удельное давление, зависящее от кривизны поверхности контактных частей, их волнистости, приложенной силы и модуля упругости материала.

Контактная поверхность, воспринимающая давление, во много раз меньше кажущейся поверхности контактов $s_{\text{к}}$, легко поддающейся измерению.

На поверхности металла обычно имеется тонкий инородный слой большей или меньшей толщины, препятствующий непосредственному соприкосновению металла контактов. Этот слой состоит из адсорбированных газов, жиров, окислов и пр. Получить действительно чистые контакты чрезвычайно трудно. Для этого они должны быть очищены механически и затем подвергнуты длительному нагреванию в вакууме. При такой обработке поверхностный слой, включая оксиды, разлагается и контакты становятся чистыми. Однако в воздухе на чистых металлических контактах немедленно осаждаются вода, а также кислород и другие газы. При смыкании контактов часть этого осадка выжимается. На поверхности остается молекулярный слой (пленка), способный выдержать значительное давление. Этот тонкий слой (до 30 А (А - ангстрем; 1 А = 10^{-8} см)), препятствующий соприкосновению металлов, не нарушает проводимости. Прохождение тока объясняется туннельным эффектом - способностью электронов преодолевать потенциальный барьер, если толщина слоя невелика (аналогично прохождению света через тонкий металлический лист). Сопротивление тонкой пленки из адсорбированных газов сравнительно мало.

При длительном нахождении контактов на воздухе на их поверхности образуется относительно толстый инородный слой, состоящий из оксидов, сульфидов, хлоридов и других соединений. Скорость образования инородного слоя зависит от температуры, влажности воздуха и наличия химических агентов. Благородные металлы, например серебро, также подвержены окислению, однако процесс окисления протекает медленнее, слой менее прочен и легко разлагается при нагревании.

Слой оксидов является практически непроводящим. Однако под давлением он может быть частично разрушен, так как металл способен деформироваться пластически, сохраняя сцепление; слой же оксидов не может следовать этой деформации вследствие хрупкости. Поэтому при давлении на контакты происходит скалывание инородного слоя, появляются трещины, в которые проникает металл, образуя проводящие контактные точки. По мере увеличения давления число контактных точек и проводящая поверхность s_{π} увеличиваются. При наличии скольжения между контактами образование трещин облегчается, так как при этом появляются касательные напряжения и происходит срез. Чем толще инородный слой, тем труднее проникновение металла в трещины.

Из сказанного следует, что контактная поверхность, воспринимающая давление, состоит из участков:

- 1) с металлическим контактом;
- 2) покрытых тонкой пленкой, не представляющей значительного сопротивления току;
- 3) покрытых оксидами, практически не проводящими ток.

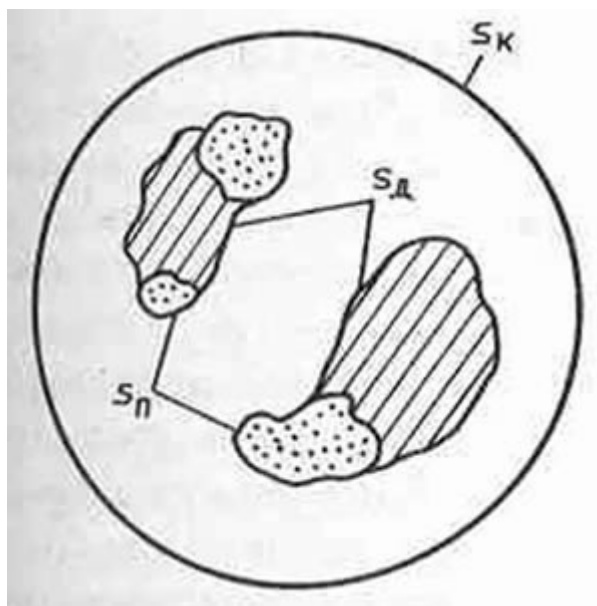


Рис.80. Поверхность плоского контакта:

- s_k - кажущаяся поверхность;
 s_d - поверхность, воспринимающая давление;
 s_{π} - проводящая поверхность

На рис.80 схематически показаны поверхности: кажущаяся, воспринимающая давление и проводящая применительно к плоским контактам. В общем случае $s_k > s_d > s_{\pi}$. В некоторых случаях $s_k = s_d = s_{\pi}$. В ряде случаев невозможно разграничить эти поверхности.

16.2 Сопротивление контакта

Понятие сопротивление контакта нуждается и разъяснении. Само название показывает, что речь идет о сопротивлении пограничного (контактного) слоя. Однако это не совсем так. Можно тщательно очистить контакты, удалить слой инородных веществ и все же контакт будет обладать сопротивлением вследствие ограниченного числа и малого размера контактных точек. Линии тока в теле контактных деталей отклоняются от направления, которое они имели бы, если бы вся кажущаяся поверхность соприкосновения была проводящей, что ведет к увеличению сопротивления. Это дополнительное сопротивление тела контактов в области сужения линий тока, а не пограничного слоя получило название сопротивления сужения или стягивания. Оно составляет основную часть сопротивления контакта, поскольку сопротивление тонкой пленки из адсорбированных газов незначительно. Таким образом, сопротивление контакта состоит из двух частей - сопротивления сужения R_c и сопротивления пленки $R_{пл}$:

$$R = R_c + R_{пл} \quad (2)$$

Выражение (2) справедливо и для окисленных контактов, хотя их сопротивление значительно больше вследствие меньшего числа и меньших размеров контактных точек.

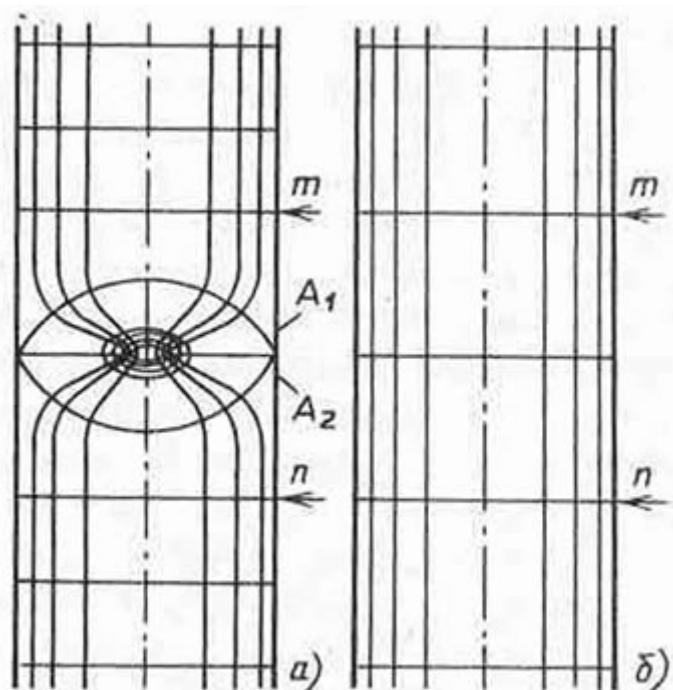


Рис.81. Схемы, поясняющие понятие сопротивления сужения:

- а - линии тока и эквипотенциальные поверхности в цилиндрических контактах с одной точкой соприкосновения;
- б - то же в сплошном стержне с теми же размерами

Поясним понятие сопротивление сужения контакта на примере контактов в виде цилиндрических стержней из одного материала, соприкасающихся торца-

ми. Допустим, что контакты имеют лишь одну контактную «точку» в виде круглой площадки, расположенной в центре кажущейся поверхности соприкосновения и свободной от инородного слоя. В этом случае линии тока и эквипотенциальные поверхности имеют вид, показанный на рис.81,а. Сопротивление между двумя эквипотенциальными поверхностями, достаточно удаленными от контактной площадки, например между точками m и n, равно

$$R^{mn} = U/I$$

Теперь представим себе цилиндрический стержень из того же материала и с теми же размерами, что и контакты A_1 и A_2 , вместе взятые (рис.81,б). Такой стержень отличается от соприкасающихся контактов A_1 и A_2 только отсутствием стыка. Линии тока здесь не искривлены. Пусть сопротивление стержня между точками m и n равно R'_{mn} . Тогда сопротивление сужения контактов A_1 и A_2 составит:

$$R_c = R_{mn} - R'_{mn}$$

В области сужения линий тока градиент напряжения относительно велик, а за ее пределами мал. Следовательно, R'_{mn} мало по сравнению с R_{mn} и нет необходимости в точном определении точек m и n, между которыми измерено напряжение. Более того, сопротивлением R'_{mn} можно пренебречь и определить сопротивление сужения контакта как сопротивление между двумя точками, расположенными в областях с относительно малым градиентом напряжения.

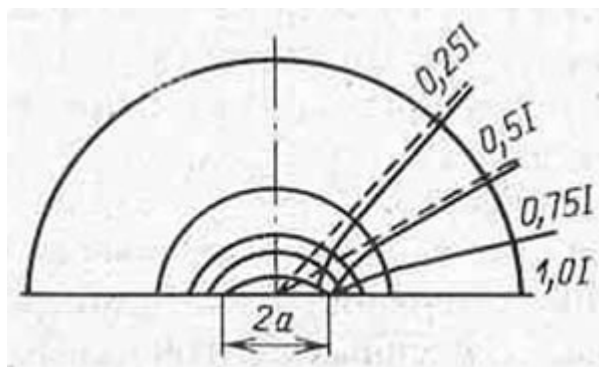


Рис.82. Схема полубесконечного контакта с плоской контактной точкой

Аналитическое определение сопротивления сужения представляет значительные трудности даже для контактов простейшей формы, поскольку электрическое поле в проводниках с ограниченными размерами сложно. Задача может быть решена для точечного контакта, если допустить, что контактная площадка круглая с радиусом a и размеры контактов велики по сравнению с размерами контактной площадки. В этом случае эквипотенциальные поверхности представляют эллипсоиды (рис.82). Плотность тока неодинакова на контактной площадке: она резко увеличивается по краям (цифры у линий тока указывают доли

тока, который проходит через пространство, ограниченное поверхностью, образованной этой линией при вращении ее вокруг оси контактов). Выражение для сопротивления сужения в рассматриваемой схеме имеет следующий вид:

$$R_c = p/(2a)$$

Таким образом, сопротивление сужения R_c зависит от удельного сопротивления материала контактов p и линейных размеров контактной площадки. Размер a входит в первой степени, что не должно вызывать сомнений. Действительно, большая часть сопротивления сужения связана с относительно небольшим объемом, прилегающий к контактной площадке. Площадь основания этого объема пропорциональна a^2 , а высота примерно равна a . Следовательно, сопротивление рассматриваемого объема пропорционально $a/a^2 = 1/a$.

Сопротивление многоточечного контакта при наличии n контактных точек с радиусом a , равномерно расположенных на достаточном расстоянии друг от друга, равно:

$$R_c = p/(2an)$$

По мере увеличения числа контактных точек сопротивление сужения стремится к нулю, несмотря на то что при этом поверхность каждой точки также стремится к нулю.

Зависимость сопротивления контакта от давления. По мере увеличения силы, приложенной к контактным частям, сопротивление контакта уменьшается. Это объясняется увеличением числа контактных точек и общей проводящей поверхности. Зависимость сопротивления контакта от приложенной силы является сложной и может быть найдена лишь для частного случая - точечного контакта, образованного сферой и плоскостью или двумя цилиндрами с одинаковыми радиусами. Под действием силы P , направленной по прямой, соединяющей центры кривизны, первоначальное точечное касание перейдет в касание по круглой площадке с радиусом a .

Давление распределяется по контактной площадке неравномерно: наибольшее давление имеет место в центре площадки, где оно в 1,5 раза больше среднего давления; у краев площадки давление равно нулю. По мере увеличения силы P давление на контактной площадке увеличивается, и когда последнее достигает значения, соответствующего твердости материала, начнется пластическая деформация, сначала в центре площадки, а при дальнейшем увеличении давления - по всей площадке. При достаточно большой силе можно принять, что давление по всей площадке одинаково и равно твердости материала контактов, т.е.

$$P = \sigma_m \pi a^2$$

где σ - твердость материала контактов по Бринеллю.

Из выражения видно, что радиус контактной площадки при большом давлении и пластической деформации пропорционален корню квадратному из силы P . Следовательно, сопротивление контакта согласно пропорционально силе давления в степени $-1/2$:

$$R_c = P^{-1/2}$$

при малом давлении и упругой деформации сопротивление контакта пропорционально силе давления в степени $-1/3$ т.е.

$$R_c = P^{-1/3}$$

Эти выражения хорошо согласуются с результатами опытов, если контакты чистые.

Зависимость сопротивления линейного и плоского контактов от давления не может быть представлена аналитически, поскольку число и размеры контактных точек неизвестны. Опытом установлено, что сопротивление плоского контакта зависит от удельного сопротивления и твердости металла, обработки поверхности и силы, приложенной к контактными частям. Важно, что сопротивление контакта не зависит от кажущейся поверхности соприкосновения.

Достоинство точечного и линейного контактов заключается в том, что их проводимость удовлетворительна при относительно небольшой приложенной силе. Это существенно важно для контактов коммутационных аппаратов, где сила определяет требуемую мощность привода. Плоские контакты имеют широкое применение в неразъемных неподвижных соединениях, где силы могут быть очень большими.

16.3 Сопротивление окисленных контактов

Как указано выше, слой оксидов, образующийся на контактной поверхности, является непроводящим. Несмотря на это, проводимость окисленных контактов может оказаться удовлетворительной вследствие: 1) частичного механического разрушения слоя оксидов, о чем было сказано раньше, или 2) электрического его пробоя.

Опыты, произведенные с разъединителями для наружной установки с точечными контактами, показали, что толстый инородный слой не разрушается при включении разъединителя. При включении под напряжение происходит электрический пробой инородного слоя и возникает дуговой разряд. В получающиеся при этом тончайшие каналы проникает расплавленный металл. Образуются проводящие нити, диаметр которых оценивают приблизительно в 400 А.

Описанное явление наблюдалось на контактах, выполненных из любых металлов и при любом составе слоя. Напряжение пробоя зависит от температуры плавления металла и толщины слоя. Если последняя невелика, то критическое напряжение составляет всего несколько вольт. Однако при большой толщине

слоя оно может достигнуть нескольких сотен вольт. В установках с напряжением свыше 1000 В образование электрического контакта происходит именно этим путем.

16.4 Нагревание контактов

При прохождении тока через контакт наибольшая температура имеет место на контактной поверхности. По мере удаления от этой поверхности в глубь тела, контакта температура быстро уменьшается. Измерить температуру контактной поверхности (например, с помощью термопары) невозможно. Однако ее можно определить косвенно, путем измерения падения напряжения в контакте.

Зависимость между напряжением U и превышением температуры θ контактной поверхности над температурой в точках, удаленных от этой поверхности, в установившемся состоянии можно найти, основываясь на аналогии между электрическими и тепловыми полями. Эта зависимость, достаточно сложная при учете всех факторов, может быть легко найдена, если принять удельное электрическое сопротивление и теплопроводность материала контактов постоянными, т.е. не зависящими от температуры. Контакты предполагаются чистыми. Следовательно, между контактными поверхностями никакого сопротивления не существует. Такие контакты можно рассматривать состоящими из целого куска металла.

Тепло, выделяющееся в области сужения линий тока, распространяется от контактной поверхности в тело контактов. Вследствие полной симметрии контактных частей обмен тепла между ними отсутствует. Отдача тепла в тонкий слой воздуха между контактами ничтожно мала. При указанных допущениях зависимость между напряжением U и превышением температуры контактной поверхности θ над температурой в точках, удаленных от этой поверхности, имеет следующий вид:

$$\theta = \frac{1}{8} \frac{U^2}{\rho \lambda},$$

где ρ и λ - соответственно удельное электрическое сопротивление и удельная теплопроводность материала контактов, принимаемые постоянными.

Более точная связь между U и θ с учетом зависимости ρ и λ от температуры имеет следующий вид:

$$\int_0^{\theta} \rho \lambda d\theta = U^2/8.$$

Выражения, справедливые для контактов с любой формой поверхности, имеют большое практическое значение, поскольку они позволяют определить

максимальную температуру в контакте и судить о качестве контакта по значению падения напряжения в нем. Ниже приведены значения U и θ , вычисленные с помощью приведенных выражений и справедливые для контактов из любых металлов, поскольку произведение ρ_l Для всех металлов приблизительно одинаково:

$U, В$	0,03	...	0,12	...	0,30	...	0,43
$\theta, ^\circ C$	16	180	700	1065

Для медных контактов превышение температуры на $180^\circ C$ соответствует началу размягчения металла, а превышение температуры на $1065^\circ C$ - его плавлению.

Температура контактных частей в точках, удаленных от контактной поверхности, принята равной $18^\circ C$.

Зависимость сопротивления контакта от температуры. Выражение для сопротивления точечного контакта (справедливо при ничтожно малом токе, не способном заметно нагреть контакт. Если ток велик, контакты нагреваются и сопротивление контакта увеличивается вследствие увеличения удельного сопротивления металла. Допустим, что при некотором токе I температура контактных деталей в точках, удаленных от контактной поверхности, равна ν . Если бы температура в области сужения, в том числе и на контактной поверхности, была также равна ν , то сопротивление контакта R_ν можно было бы определить из выражения , положив ρ соответствующим температуре ν . Однако температура в области сужения отличается от ν . Она увеличивается по мере приближения к контактной поверхности и достигает здесь максимального значения ν_{max} . Поэтому сопротивление контакта при токе I отличается от его сопротивления, которое имел бы контакт, если бы температура во всей области сужения была одной и той же. Оно может быть определено из приближенного выражения

$$R_\theta = R_\nu \left(1 + \frac{2}{3} \alpha \theta \right),$$

где R_θ - сопротивление контакта при температуре контактной поверхности, равной $\nu_{max} = \nu + \theta$; R_ν - сопротивление контакта в предположении одинаковой температуры в области сужения, равной ν , $\theta = \nu_{max} - \nu$ - превышение температуры контактной поверхности над температурой в точках, удаленных от нее; α - температурный коэффициент удельного сопротивления.

Поскольку сопротивление R_θ представлено как функция максимального превышения температуры, множитель при θ равен не α , а только $2/3\alpha$.

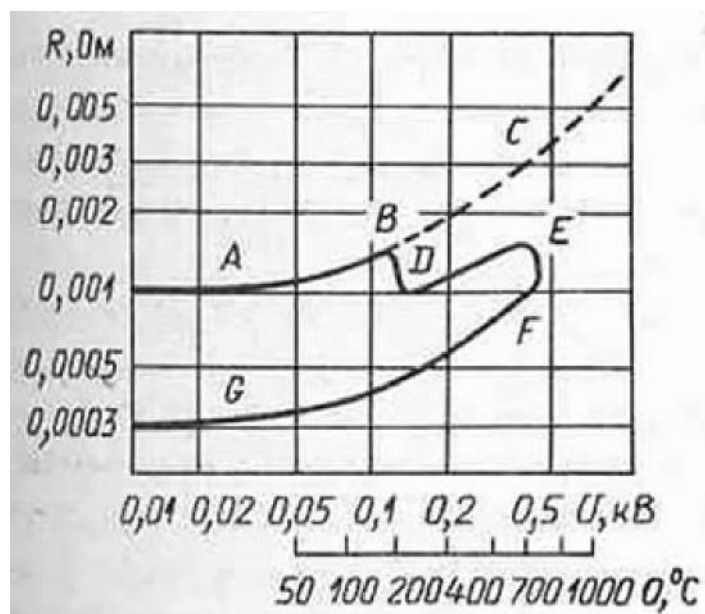


Рис.83. Зависимость сопротивления контакта от превышения температуры

Приведенная зависимость справедлива до тех пор, пока размеры контактной точки неизменны. Если ток настолько велик, что температура контактной поверхности достигает температуры размягчения металла, размеры контактной точки увеличиваются и сопротивление контакта уменьшается. Это видно из характеристики $R(U)$ (рис.83), определяющей зависимость между сопротивлением контакта R и напряжением U , следовательно, и превышением температуры θ . Характеристика относится к одноточечному контакту, образованному скрещенными медными стержнями при некотором давлении. Кривая ABC рассчитана по уравнению в предположении постоянства контактной поверхности. Участок AB этой кривой может быть получен также из эксперимента. В точке B, соответствующей превышению температуры около 180°C , начинается размягчение металла. Контактная площадка увеличивается и сопротивление контакта уменьшается (участок BD представляет спад размягчения). После этого кривая вновь поднимается (участок DE), однако наклон кривой здесь меньше наклона кривой BC вследствие продолжающегося размягчения. В точке E температура контакта достигает температуры плавления. Дальнейшее повышение напряжения невозможно, так как при этом контактные части сближаются, размер контактной площадки увеличивается, а сопротивление уменьшается (участок EF представляет собой спад плавления). При уменьшении напряжения (тока) можно получить ветвь FG, параллельную CBA, что доказывает постоянство контактной площадки вследствие происшедшего сваривания контактных частей. Плавление и сваривание замыкаемых контактов - явления весьма опасные, поскольку они могут явиться причиной отказа аппарата отключить цепь.

16.5 Конструкции контактов

Контакты электрических машин, аппаратов, проводников должны проводить номинальные (продолжительные) токи в течение неограниченного времени; при этом температура контактных частей не должна выходить за установленные пределы (см. табл.16.1). Это требование обеспечивают выбором соответствующих материалов, числа контактных точек и давления на контактные части.

Таблица 16.1 - Допустимые температуры для изоляционных материалов в наиболее нагретых точках при нормальном режиме

Класс нагревостойкости	Допустимая температура, °С	Основные группы электроизоляционных материалов
У	90	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и натурального шелка, непропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал
А	105	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального, искусственного и синтетического шелка, в рабочем состоянии пропитанные или погруженные в жидкий электроизоляционный материал
Е	120	Синтетические органические материалы (пленки, волокна, смолы, компаунды и др.)
В	130	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами
Ф	155	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими и пропитывающими составами, соответствующими данному классу нагревостойкости
Н	180	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими связующими и пропитывающими составами, кремнийорганические эластомеры
Г	Свыше 180	Слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих или с органическими и элементоорганическими составами. Температура применения этих материалов определяется их физическими, химическими, механическими и электрическими свойствами

Контакты должны быть также стойкими при КЗ, когда количество выделяющегося тепла резко увеличивается, а электродинамические силы уменьшают давление в контактах. Наличие электродинамических сил объясняется сужением линий тока при подходе к контактной точке и, как следствие, взаимодействием противоположно направленных токов.

Контакты выключателей должны не только проводить номинальные токи и обладать достаточной электродинамической и термической стойкостью в положении «включено». Они должны также противостоять разрушительному действию дуги, возникающей при отключении тока, и обеспечивать надежное включение на КЗ.

16.6 Неразмыкаемые, неподвижные контакты

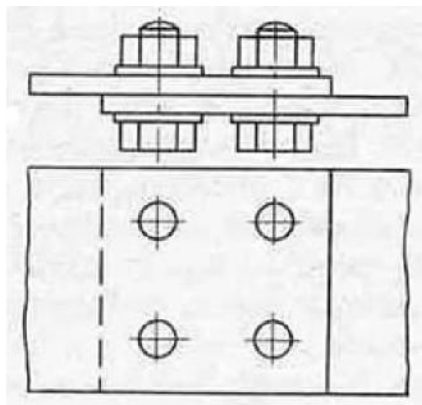


Рис.84. Соединение плоских шин с помощью болтов

Эти контакты выполняют обычно с помощью болтов (рис.84). Чтобы обеспечить надежность контактов, необходимо создать условия для сцепления металла. Для этого поверхности контактов должны быть тщательно очищены и давление в контактах должно быть достаточным, чтобы деформация металла была пластичной. При этих условиях металл образует монолитную массу и контакт сохраняет проводимость неограниченное время. Если сцепление металла отсутствует, контакт получается ненадежным. так как с течением времени вследствие текучести материала контактов (в особенности это относится к алюминию) давление в контакте уменьшается. Этому способствуют периодические деформации вследствие изменения температуры, а также вибрации. Контакт получает возможность «дышать», т.е. затягивать воздух, который приходит в соприкосновение с проводящей поверхностью. При этом происходит окисление металла и постепенное увеличение сопротивления контакта. Сцепление металла в контактных точках препятствует этим нежелательным явлениям.

В болтовых соединениях контактные точки сосредоточены около отверстий для болтов, где металл деформируется пластически. Проводимость контакта определяется числом болтов, их диаметром и материалом. Чем больше диаметр болтов и выше предел прочности материала, тем больше давление в контакте и число контактных точек (при соответствующей затяжке болтов). Диаметр болтов выбирают в зависимости от размеров полос, а число болтов лежит в пределах 1-6. Широкое применение получили стальные болты с пределом прочности при растяжении 200-250 МПа. Однако недостаток стали заключается в том, что ее коэффициент линейного расширения меньше коэффициента расширения проводниковых материалов. Вследствие этого при повышении температуры в болтах возникают дополнительные напряжения. Если затяжка болтов чрезмерно велика, появляются остаточные деформации и давление в контакте ослабевает. Для повышения надежности контактных соединений под болты устанавливают тарельчатые пружинные, а также плоские шайбы. Пружинные шайбы компенси-

руют температурные расширения материалов и поддерживают давление в болтовом соединении на необходимом уровне.

Длину перекрытия полос выбирают с таким расчетом, чтобы на ней размещалось необходимое число болтов. Обычно она превышает толщину полосы в 10 раз.

Обработку поверхности контакта производят грубым напильником (шлифование нецелесообразно). Чтобы уменьшить окисление металла, алюминиевые шины перед обработкой покрывают слоем вазелина. После сборки контакта, швы покрывают асфальтовым лаком или краской.

В последнее время для соединения алюминиевых шин в РУ широко применяют сварку. Такие соединения обладают высокой механической прочностью и хорошей проводимостью. Однако у шин из закаленных алюминиевых сплавов в зоне сварного шва происходит разупрочнение материала и снижение прочности до 50% номинальной.

Размыкаемые контакты выключателей и разъединителей. Конструкции этих контактов весьма разнообразны - в зависимости от их назначения, номинального тока и токов термической и динамической стойкости аппаратов.

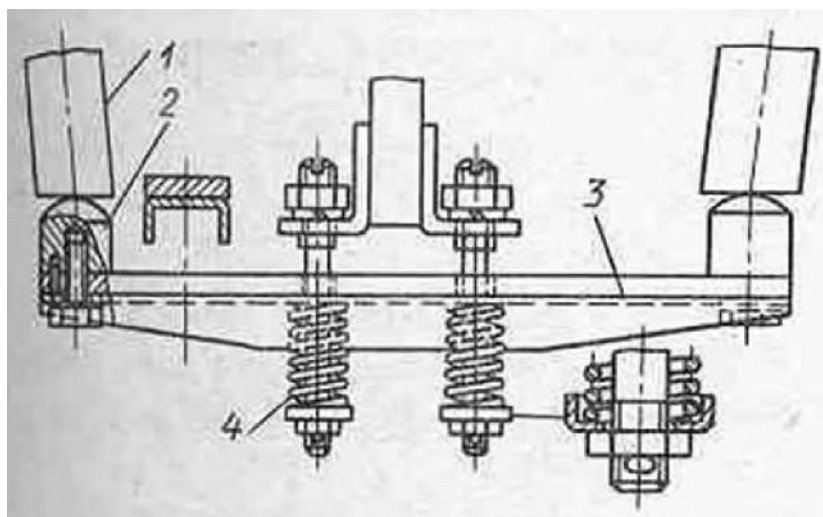


Рис. 85. Торцевые контакты масляного выключателя:

- 1 - неподвижный контакт; 2 - подвижный контакт;
- 3 - контактная траверса; 4 - пружина

На рис.86 показаны так называемые торцевые контакты масляного выключателя, предназначенные для номинального тока 1000 А, а также для применения в качестве дугогасительных. Они являются одноточечными контактами; давление в них создается пружинами.

При большом номинальном токе прибегают к многоточечным контактам, образованным группой медных или латунных пластин особой формы, получивших название пальцев или пластин. Их укрепляют на основании (колодке) и снабжают пружинами (рис.86).

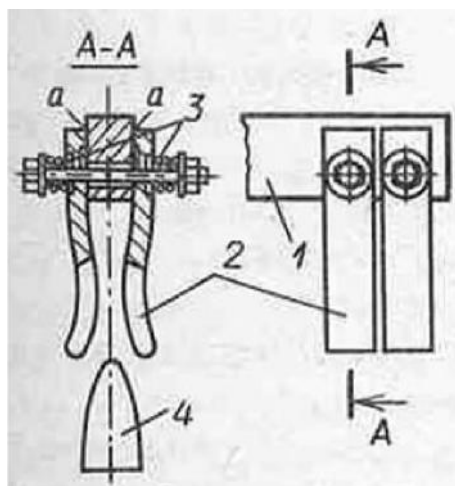


Рис. 86. Пальцевые контакты:

1 - колодка; 2 - пальцы; 3 - пружины; 4 - подвижный контакт

В положении «включено» подвижный контакт в виде клина входит в зазор между пальцами и прижимается к ним пружинами. Переход тока от подвижных пальцев к колодке происходит через выступы пальцев а. Применяют также гибкие связи из тонких медных полос. Число пар пальцев выбирают в соответствии с номинальным током. Пальцевые контакты предназначены только для проведения продолжительного тока. Они получили применение в разъединителях, а также в выключателях в качестве главных контактов.

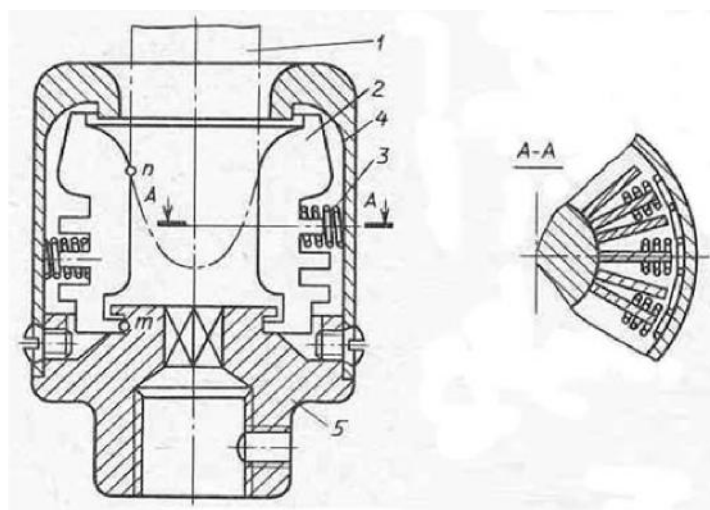


Рис. 87. Розеточный контакт выключателя

На рис.87 показан многоточечный контакт розеточного типа, предназначенный для выключателей. Подвижный контакт 1 выполнен в виде стержня круглого сечения. Неподвижный контакт содержит 20 пластин 2 с пружинами 3, расположенными по окружности. Пластины заключены в латунный стакан 4, верхний

край которого защищает их от оплавления дугой. Переход тока от основания неподвижного контакта 5 к подвижному стержню происходит в точках m и n.

Заметим, что в пальцевых и розеточных контактах электродинамические силы, возникающие в области сужения линий тока и ослабляющие давление в контактах, частично компенсируются взаимодействием одинаково направленных токов в пальцах и пластинах.

Во многих выключателях контактная система разделена на главные контакты, предназначенные для проведения продолжительного тока, и дугогасительные контакты, воспринимающие всю тяжесть отключения цепи через дугу, а также включения на КЗ. Дугогасительные контакты выполняют из металлокерамических сплавов вольфрама или молибдена с медью и серебром, обладающих достаточной электрической проводимостью и способностью противостоять высокой температуре дуги. При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, потом - дугогасительные. При включении выключателя последовательность замыкания контактов обратная. Чтобы обеспечить надежное включение на КЗ, увеличивают скорость движения контактов (мощность привода). Увеличивают также давление в контактах. В положении «отключено» контактные пружины должны быть частично напряжены с тем, чтобы в процессе включения по мере хода подвижных контактов давление быстро увеличивалось до максимального значения. Контакты разъединителей не подвержены действию дуги. Их выполняют из меди и латуни. Для защиты от окисления контакты покрывают тонким слоем серебра.

16.7 Неразмыкаемые подвижные контакты

В контактах этого типа контактные части перемещаются одна относительно другой, но не размыкаются.

Такие контакты встречаются в выключателях и разъединителях. Они заменяют менее надежные гибкие соединения.

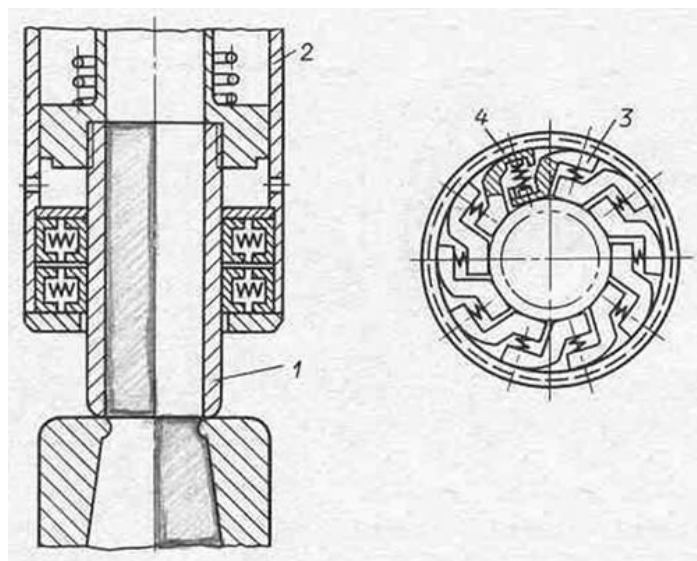


Рис.88. Скользящие неразмыкаемые контакты

Применение получили два типа неразмыкаемых контактов, а именно: скользящие и роликовые. Примером скользящих контактов могут служить контакты воздушного выключателя (рис.88), в котором верхний контакт 1 соединен с неподвижным латунным стаканом 2 через Z-образные пластины 3, расположенные по окружности в два яруса. Пластины снабжены пружинами 4, прижимающими их к контакту и стакану.

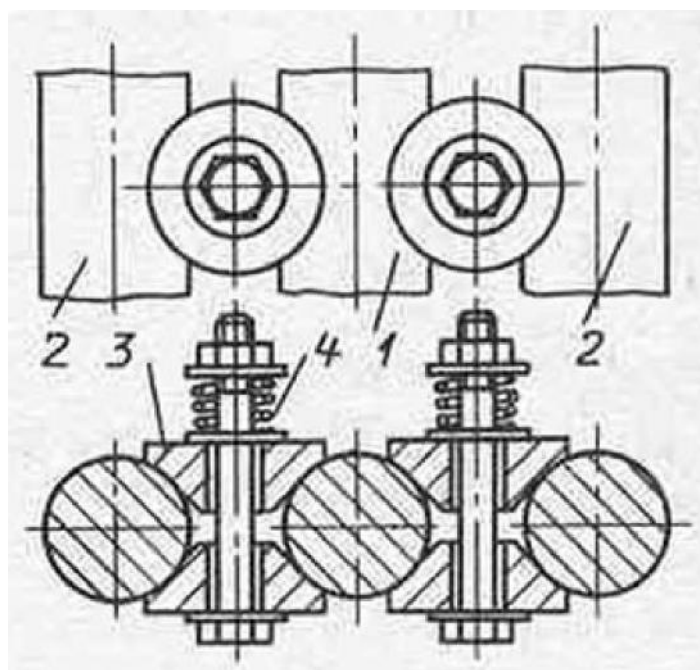


Рис.89. Неразмыкаемые роликовые контакты

Устройство контактов роликового типа показано на рис.89. Подвижный контактный стержень 1 перемещается вверх и вниз вдоль своей оси; при этом сохраняется контакт с неподвижными стержнями 2 через конические ролики 3, посаженные на оси и снабженные пружинами 4.

Контакты между роликами и стержнями являются точечными. Число роликов выбирают в соответствии с номинальным током.

Список литературы

1. Неклепаев. Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев. - М.: Энергоатомиздат, 1986.- 640 с. (50 экз.)
2. Усов. С.В. Электрическая часть электростанций / С.В. Усов.–Л.: Энергоатомиздат, 1987.- 616 с.(20 экз.)
3. Васильев. А.А. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Неяшкова, М.Н. Околович. - М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с. (75 экз.)
4. Правила устройства электроустановок.–М.: Энергосервис, 2003.- 648 с. / Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.02 № 204 (10 экз.)
5. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / К.М. Антипов,-М.:Энергоатомиздат, 1987.- 392 с. (40 экз.)
6. Правила технической эксплуатации электрических сетей / М.: Энергоатомиздат, 1989.-355 с. / Утверждены Минэнерго России приказом от 13.01.2003 г. (25 экз.)
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / И.А. Баумштейн, С.А. Бажанов.; Под ред. И.А. Баумштейна.–3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989.-767 с. (37 экз.)
8. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Круповича В.И. , Барыбина Ю.Г. , Самовера М.Л.- М.: Энергия, 1980.–456 с. (12 экз.)
9. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / под ред. Неклепаева Б.Н. , Крючкова И.П.–М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с. (45 экз.)
10. А.Б. Барзам. Системная автоматика.–М.: Энергоатомиздат, 1989.- 446 с. (38 экз.)
11. Чернобровов. Н.В. Релейная защита.–М.: Энергия, 1984.- 680 с. (60 экз.)
12. Электрические машины: Трансформаторы: Учеб. пособие для элек. спец. вузов / Б.Н. Сергиенков, В.М. Киселев, Н.А. Акимов / под. ред. И.П. Копылова - М.: Высш. шк.- 1989. - 352 с.(14 экз.)
13. Электрические аппараты высокого напряжения: Учебное пособие для вузов / Г.Н. Александров, В.В. Борисов, В.Л. Иванов / под ред. Г.Н. Александрова.–Л.: Энергоатомиздат. - 1989.- 344 с. (30 экз.)
14. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель [и др.].–Л.: Энергоатомиздат.–1989.–416 с. (10 экз.)
15. Правила технической эксплуатации электропотребителей (ПТЭЭП). – СПб ДЕАН, 2004.- 301 с. / Утверждены Минэнерго России приказ № 6 от 13 января 2003 г.(60 экз.)
16. Справочник по сооружению линий электропередачи напряжением 35–750 кВ / под ред. М.А. Реута.–М.: Энергоатомиздат.- 1990.- 496 с. (10 экз.)
17. Техника высоких напряжений. Учебник для студентов электроэнергетических специальностей вузов / под ред. Д.В. Разевига. - М.: Энергия.–1976. –488 с. (50экз.)

18. Александров, К.К. Электрические чертежи и схемы / К.К. Александров К.К.. - М.: Энергоатомиздат. - 1990. - 288 с. (16 экз.)
19. Электрическая часть электростанций. Конспект лекций / Б.Н. Неклепаев. - М.: МЭИ. - 1979. - 248 с. (3 экз.)
20. ГОСТ 26514 - 87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1988. - 40 с.
21. ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. - М.: Изд-во стандартов, 1993. - 57 с.
22. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп. / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высш. шк., 1990. - 383 с.: ил.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС. - 2002. - 152 с. (3 экз.).
24. Дорошев, К. И. Выключатели и измерительные трансформаторы в КРУ 6-220 кВ. - М.: Энергоатомиздат. - 1990. - 152 с. (10 экз.)
25. Свод правил по проектированию электроустановок коммунально-бытовых и общественных зданий СП-31-110-2003.
26. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы масляные общего назначения. - М.: Издательство стандартов, 1985. - 62 с.

Список использованных источников

1. Александров, К.К. Электрические чертежи и схемы. [Текст] / К.К. Александров, Е.Г. Кузьмина. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 285 с.
2. ГОСТ 2.105-95. Межгосударственный стандарт. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам [Текст]. - Взамен ГОСТ 2.105-79, ГОСТ 2.906-71; введ. 1996-07-01. - Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 2002. - 26 с.
3. ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы [Текст]. - Взамен ГОСТ 2.106-68, ГОСТ 2.108-68, ГОСТ 2.112-70; введ. 1997-07-01. - М.: Изд-во стандартов, 2004. - 40 с.
4. ГОСТ 7.32-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления [Текст]. - Взамен ГОСТ 7.1-84, ГОСТ 7.16-79, ГОСТ 7.18-79, ГОСТ 7.34-81, ГОСТ 7.40-82; введ. 2004-07-01. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2004. - 84 с.
5. ГОСТ 7.82-2001. Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов [Текст]. - введ. 2002-07-01. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001. - 33 с.
6. ГОСТ 7.83-2001. Электронные издания. Основные виды и выходные сведения [Текст]. - введ. 2002-07-01. - М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002. - 16 с.

7. ГОСТ 2.701–84 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам [Текст]. – Взамен ГОСТ 2.701 – 86 ; введ. 1985–07–01. – М. : Изд–во стандартов, 1985. – 16 с.

8. ГОСТ 2.702–75 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем [Текст]. – Введ. 1977–07–01. – М. : Изд–во стандартов, 1976. – 23 с.

9. ГОСТ 21.613 – 88. Система проектной документации для строительства. Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи [Текст]. – Введ. 88–07–01. – М. : Изд–во стандартов, 1988. – 16 с.

10. ГОСТ 21.614–88. Система проектной документации для строительства. Изображения условные графические электрооборудования и проводок на планах [Текст]. – Введ. 1988–07–01. – М. : Изд–во стандартов, 1988. – 18 с.

11. ГОСТ 2.109–79 ЕСКД. Основные требования к чертежам [Текст]. – Взамен ГОСТ 2.107–68, ГОСТ 2.109–68 ; введ. 1974–07–01. – М. : Изд–во стандартов, 2001. – 38 с.

12. ГОСТ 2.710 – 81. Обозначения буквенноцифровые в электрических схемах. – М. : Изд–во стандартов, 1985. – 13 с.

13. ГОСТ 2.722 – 68. Обозначения условные графические в схемах. Машины электрические [Текст]. – Введ. 01.01.87. – М. : Изд – во стандартов, 1988. – 85 с.

14. ГОСТ 2.747-68. Обозначения условные графические в схемах. Размеры условных графических обозначений [Текст]. – Введ. 01.01.71. – М. : Изд–во стандартов. – 13 с. (Изменения к нему № 1 от 01.01.91)

15. ГОСТ 2.301–68. ЕСКД. Форматы [Текст]. – М.: Изд–во стандартов, 1981. – 3 с.

16. ГОСТ 2.304–81 ЕСКД. Шрифты чертежные [Текст]. – М. : Изд–во стандартов, 1982. – 8 с.

17. ГОСТ 2.728–74 ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Резисторы. Конденсаторы [Текст]. – М. : Изд – во стандартов, 1985. – 9 с.

18. ГОСТ 2.721–74 ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения. [Текст]. – М. : Изд – во стандартов, 1986. – 12 с.

19. ГОСТ 2.709–72 ЕСКД. Система обозначения цепей в электрических схемах. [Текст]. – М. : Изд – во стандартов, 1987. –13 с.

20. ГОСТ 2.104–68 ЕСКД. Основные надписи [Текст]. – М. : Изд – во стандартов, 1988. – 5 с.

21. СТП 12–200–98 Стандарт предприятия [Текст]. – Взамен СТП АлтГТУ 12 200–96 ; . – Барнаул. : Изд–во АлтГТУ, 1998. – 30 с.

22. Правила устройства электроустановок [Текст]: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 08.07.02 : введ. в действие с 01.01.03. –7-е изд. – М. : НИЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение	3
1	Цель дисциплины	3
2	Потребление электрической энергии. Требования к качеству энергии и надёжности электроснабжения	4
2.1	Графики электрических нагрузок	4
2.2	Требования, предъявляемые к качеству электрической энергии (КЭ)	7
2.3	Требования к надёжности электроснабжения	9
3	Электрическое оборудование распределительных устройств	10
3.1	Основные понятия, термины и определения	10
4	Режимы работы электроустановок	16
4.1	Нормальный режим работы ЭУ	16
4.2	Ненормальные режимы работы ЭУ	16
4.2.1	Введение	16
4.2.2	Повышение напряжения сверх номинального	17
4.2.3	Понижение напряжения от номинального	18
4.2.4	Влияние несимметричных режимов работы электрической сети	19
4.2.5	Однофазное замыкание на землю в электрической сети с изолированной нейтралью	20
5	Аварийные режимы работы электрических систем	22
5.1	Общие положения	22
5.2	Трёхфазное короткое замыкание в сети с заземленной нейтралью	23
5.3	Двухфазное короткое замыкание	24
5.4	Однофазное замыкание на землю	25
5.5	Аварийное снижение частоты в энергосистеме	27
6	Ремонтный режим	28
7	Режим горячего резерва	29
8	Режим холодного резерва	29
9	Оборудование «под напряжением»	30
10	Нагревание проводников	30
10.1	Общие замечания	30
10.2	Теплообмен	32
10.3	Зависимость удельного сопротивления проводника от температуры	33
11	Термическая стойкость неизолированных проводников	34
11.1	Процесс нагревания проводников при КЗ	34
11.2	Определение конечной температуры проводника при КЗ	35

12	Электродинамические силы в токопроводах и в электрических аппаратах	36
12.1	Общие правила	36
12.2	Электродинамические силы в трехфазном токопроводе при коротком замыкании	37
12.3	Электродинамические силы в кольцевом проводнике	38
12.4	Электродинамические силы в трёхфазном токопроводе при КЗ ...	39
12.5	Расчёт максимальной силы действующей на проводники шинных конструкций	40
13	Электрические аппараты первичны цепей ЭУ	42
13.1	Автоматические выключатели	42
13.1.1	Масляные выключатели	43
13.1.2	Элегазовые выключатели	44
13.1.3	Вакуумные выключатели	48
13.1.4	Воздушные выключатели	51
13.1.5	Электромагнитные выключатели	56
13.2	Выключатели нагрузки	62
13.3	Разъединители	65
13.4	Трансформаторы тока	69
13.5	Измерительные трансформаторы напряжения	75
13.6	Силовые трансформаторы общепромышленного назначения	83
13.6.1	Назначение и принцип действия трансформаторов	83
13.6.2	Технические характеристики и параметры трансформаторов	84
13.6.3	Конструкция трансформаторов	89
14	Ограничение токов короткого замыкания	93
14.1	Общие сведения	93
14.1.1	Конструкции бетонных реакторов	94
14.1.2	Бетонные реакторы	94
14.1.3	Конструкции масляных реакторов	97
14.1.4	Конструкции сдвоенных реакторов	98
14.2	Координация токов КЗ в современных энергосистемах	100
14.2.1	Ограничение ТКЗ методом секционирования	100
14.2.2	Ограничение ТКЗ применением трансформаторов с расщеплённой обмоткой низкого напряжения	102
14.2.3	Коррекция однофазных замыканий на землю в сети 110-220 кВ	104
14.2.4	Ограничение токов короткого замыкания токоограничивающими предохранителями	107
14.2.5	Ограничители ударного тока взрывного действия	108

15	Скорость восстанавливающегося напряжения (СВН)	109
15.1	Общий случай расчета СВН	109
16	Электрические контакты	110
16.1	Основные понятия	110
16.2	Сопротивление контактов	113
16.3	Сопротивление окисленных контактов	116
16.4	Нагревание контактов	117
16.5	Конструкция контактов	120
16.6	Неразмыкающиеся неподвижные контакты	121
16.7	Неразмыкающиеся подвижные контакты	124
	Список литературы	126
	Список использованных источников	127