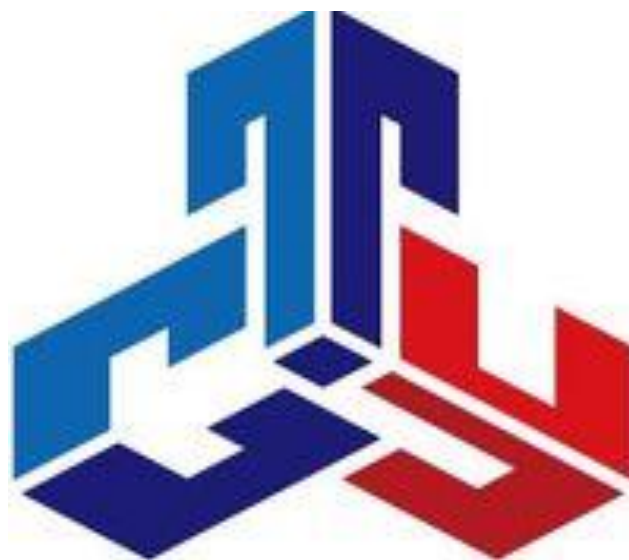


СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



**ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ и
СЕТЕЙ**

Учебное пособие

Рязань 2018

УДК 537
ББК 32.85
О45

Основное электрооборудование электростанций, подстанций и сетей:(Электронный ресурс) Учебное пособие/ сост. Лопатин Е.И.
Совр. техн. универ-т. – Рязань, 2018. – 26 с.

Рецензент: кандидат технических наук, доцент Рожков С.В.

В пособии приведены общие сведения об электрооборудовании электрических станций, электрических машинах, а также по электронике.

Учебное пособие для студентов-бакалавров технических направлений
Современного технического университета

*Печатается по решению Ученого Совета
Современного технического университета*

УДК 537
ББК 32.85
О45

© Е.И. Лопатин
© Современный технический университет, 2018

Тема: Основное электрооборудование электростанций, подстанций и сетей

1 Технические характеристики и конструкции генераторов

Для выработки электроэнергии на электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Различают турбогенераторы (первичный двигатель — паровая или газовая турбина) и гидрогенераторы (первичный двигатель — гидротурбина).

Для синхронных электрических машин в установившемся режиме работы имеется строгое соответствие между частотой вращения агрегата n , об/мин, и частотой сети f , Гц:

$$n = 60f/p, \quad (2.1)$$

где p — число пар полюсов обмотки статора генератора.

Паровые и газовые турбины выпускают на большие частоты вращения (3000 и 1500 об/мин), так как при этом турбоагрегаты имеют наилучшие технико-экономические показатели. На тепловых электростанциях (ТЭС), сжигающих обычное топливо, частота вращения агрегатов, как правило, составляет 3000 об/мин, а синхронные турбогенераторы имеют два полюса. На АЭС применяют агрегаты с частотой вращения 1500 и 3000 об/мин.

Быстроходность турбогенератора определяет особенности его конструкции. Эти генераторы выполняются с горизонтальным валом. Ротор турбогенератора, работающий при больших механических и тепловых нагрузках, изготавливается из цельной поковки специальной стали (хромоникелевой или хромоникельмолибденовой), обладающей высокими магнитными и механическими свойствами.

Ротор выполняется неявнополюсным. Вследствие значительной частоты вращения диаметр ротора ограничивается по соображениям механической прочности 1,1 — 1,2 м при 3000 об/мин. Длина бочки ротора также имеет предельное значение, равное 6–6,5 м. Определяется оно из условий допустимого статического прогиба вала и получения приемлемых вибрационных характеристик.

В активной части ротора, по которой проходит основной магнитный поток, фрезеруются пазы, заполняемые катушками обмотки возбуждения. В пазовой части обмотки закрепляются немагнитными легкими но прочными клиньями из дюралюминия. Лобовая часть обмотки не лежащая в пазах, предохраняется от смещения под действием центробежных сил спомощью бандажа. Бандажи являются наиболее напряженными в механическом отношении частями ротора и обычно выполняются из немагнитной высокопрочной стали. По обеим сторонам ротора на его валу устанавливаются вентиляторы (чаще всего пропеллерного типа) обеспечивающие циркуляцию охлаждающего газа в машине.

Статор турбогенератора состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным, с торцов он закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Листы набирают пакетами, между которыми оставляют вентиляционные каналы. В пазы, имеющиеся во внутренней расточке сердечника, укладывается трехфазная обмотка, обычно двухслойная.

Гидравлические турбины имеют обычно относительно малую частоту вращения (60–600 об/мин). Частота вращения тем меньше, чем меньше напор воды и чем больше мощность турбины. Гидрогенераторы поэтому являются тихоходными машинами и имеют большие размеры и массы также большое число полюсов.

Гидрогенераторы выполняют с явнополюсными роторами и преимущественно с вертикальным расположением вала. Диаметры роторов мощных гидрогенераторов достигают 14-16 м, а диаметры статоров - 20-22 м. В машинах с большим диаметром ротора сердечником служит обод, собираемый на спицах, которые крепятся на втулке ротора. Полюсы как и обод, делают наборными из стальных листов и монтируют на ободу ротора с помощью Т-образных выступов. На полюсах помимо обмотки возбуждения размещается еще так называемая демпферная обмотка, которая образуется из медных стержней, закладываемых в пазы на полюсных наконечниках и замыкаемых с торцов ротора кольцами. Эта обмотка предназначена для успокоения колебаний ротора агрегата, которые возникают при всяком возмущении, связанном с резким изменением нагрузки генератора.

В турбогенераторах роль успокоительной обмотки выполняют массивная бочка ротора и металлические клинья, закрывающие обмотку возбуждения в пазах.

Статор гидрогенератора имеет принципиально такую же конструкцию, как и статор турбогенератора, но в отличие от последнего выполняется разъемным. Он делится по окружности на две - шесть равных частей, что значительно облегчает его транспортировку и монтаж.

В последние годы начинают находить применение так называемые капсульные гидрогенераторы, имеющие горизонтальный вал. Такие генераторы заключаются в водонепроницаемую оболочку (капсулу), которая с внешней стороны обтекается потоком воды, проходящим через турбину. Капсульные генераторы изготовляют на мощность несколько десятков мегавольт-ампер. Это сравнительно тихоходные генераторы ($n=60$
 $=$
150 об/мин) с явнополюсным ротором.

Среди других типов синхронных генераторов, применяемых на электростанциях, надо отметить так называемые дизель-генераторы, соединяемые с дизельным двигателем внутреннего сгорания. Это явнополюсные машины с горизонтальным валом. Дизель как поршневая машина имеет неравномерный крутящий момент, поэтому дизель-генератор снабжается маховиком или его ротор выполняется с повышенным маховым моментом.

Номинальные параметры генераторов. Завод-изготовитель предназначает генератор для определенного длительно допустимого режима работы, который называют номинальным. Этот режим работы характеризуется параметрами, которые носят название номинальных данных генератора и указываются на его табличке, а также в паспорте машины.

Номинальное напряжение генератора - это линейное (междуфазное) напряжение обмотки статора в номинальном режиме .

Номинальным током статора генератора называется то значение тока, при котором допускается длительная нормальная работа генератора при нормальных параметрах охлаждения (температура, давление и расход охлаждающего газа и жидкости) и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

Номинальная полная мощность генератора определяется по следующей формуле, кВ·А:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}} \quad (2.2)$$

Номинальная активная мощность генератора — это наибольшая активная мощность, для длительной работы с которой он предназначен в комплекте с турбиной.

Номинальная активная мощность генератора определяется следующим выражением:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \quad (2.3)$$

Номинальный ток ротора - это наибольший ток возбуждения генератора, при котором обеспечивается отдача генератором его номинальной мощности при отклонении напряжения статора в пределах $\pm 5\%$ номинального значения и при номинальном коэффициенте мощности.

Номинальный коэффициент мощности согласно ГОСТ принимается равным 0,8 для генераторов мощностью до 125 МВ·А, 0,85 для турбогенераторов мощностью до 588 МВ·А и гидрогенераторов до 360 МВ·А, 0,9 для более мощных машин. Для капсульных гидрогенераторов обычно

$$\cos \varphi_{\text{ном}} \approx 1$$

Каждый генератор характеризуется также КПД при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности. Для современных генераторов номинальный коэффициент полезного действия колеблется в пределах 96,3-98,8%.

2 СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

1.1 Назначение и устройство трансформаторов

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы относятся к основному электрическому оборудованию электростанций. Они предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока одного напряжения в другое. В блоках с генераторами включаются повышающие трансформаторы $T1$ (рис. 1), для питания потребителей с. н. предусмотрена установка понижающих трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения $T2$ и двухобмоточных $T3$.

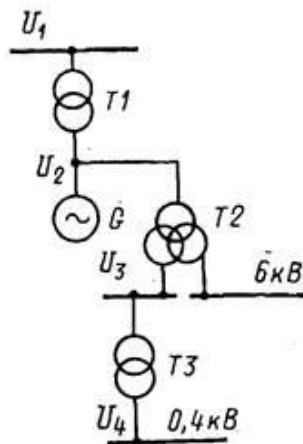


Рис. 1. Упрощенная схема энергоблока генератор-трансформатор

По количеству фаз различаются однофазные и трехфазные трансформаторы. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12—15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20—25% меньше, чем в группе из трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливаются мощностью до 630 МВ·А, на 330 кВ — 1250 МВ·А, на 500 кВ — 1000 МВ·А. Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается условиями транспортировки, массой, размерами.

Однофазные трансформаторы применяются только в тех случаях, когда невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка.

В установках 110 кВ и выше широко применяются автотрансформаторы. Особенности их конструкции и работы рассмотрены в п. 1.4.

Основными частями трансформатора являются магнитопровод с обмотками высокого и низкого напряжения 7 (рис. 2). Магнитопровод набирают из отдельных листов холоднокатаной стали Э33О, Э33ОА, изолированных друг от друга для уменьшения потерь в стали. В магнитопроводе проходит основной магнитный поток, благодаря которому энергия первичной обмотки электромагнитным путем передается во вторичную обмотку.

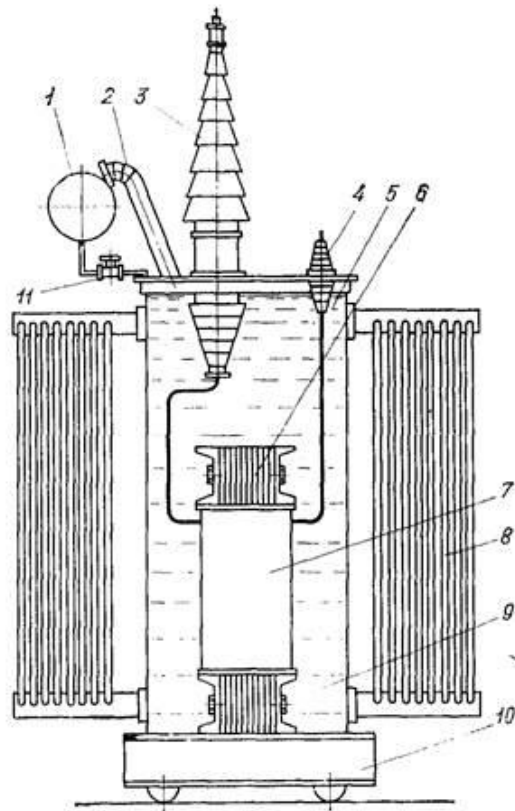


Рис.2. Конструктивная схема трансформатора с естественным масляным охлаждением

Обмотки выполняются из электротехнической меди или алюминия круглого или прямоугольного сечения. Количество витков в первичной и вторичной обмотках зависит от значений напряжения. Витки обмотки изолируются друг от друга кабельной бумагой, от магнитопровода — маслом и цилиндрами из электрокартона. Обмотки высокого напряжения (ВН) от обмоток низкого напряжения (НН) изолируются маслом и электрокартоном. Концы выведены из бака 5 через фарфоровые маслonaполненные изоляторы 4, расположенные на крышке бака. Магнитопровод с обмотками помещается в бак, заполненный изолирующим маслом 9. Масло служит для изоляции обмоток от стенок бака и их охлаждения. Охлаждение самого масла происходит при естественной циркуляции его в баке и радиаторных трубах 8. Бак полностью заливается маслом, а для компенсации изменения объема при нагреве или охлаждении предусмотрен расширитель 1, соединенный с баком трубопроводом. Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикагелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикагелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается. Для предотвращения этого применяются герметичные баки с подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных емкостей. Возможно применение специальной пленки-мембраны на границе масло — воздух. Осушение воздуха в расширителе можно осуществить термовымораживателями. К баку трансформатора крепится термосифонный фильтр, заполненный силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит непрерывная регенерация его.

Для контроля за работой трансформатора предусматриваются контрольно-измерительные и защитные устройства. К контрольным устройствам относятся маслоуказатель и термометры. Маслоуказатель устанавливается на расширителе, термометр — на крышке бака. К защитным устройствам относятся реле низкого уровня масла и газовое реле 11. Последнее реагирует на повреждения внутри бака трансформатора, связанные с выделением газа.

При КЗ внутри трансформатора резко повышается давление внутри бака вследствие разложения масла. Во избежание повреждения бака предусмотрена предохранительная труба 2, установленная на крышке трансформатора. Наружный конец трубы закрыт мембраной. При внезапном повышении давления в баке масло поднимается по трубе, мембрана разрушается и часть масла выбрасывается наружу. Чтобы избежать распространения пожара при сливе масла из бака, под трансформаторами на открытых распределительных устройствах предусматривается

гравийная подсыпка, ограниченная бортовыми бетонными ограждениями. Если трансформаторы мощностью 60 МВ·А и более расположены на расстоянии в свету менее 15 м, то между ними предусматриваются несгораемые перегородки.

Для тушения пожара в трансформаторах предусматриваются автоматические системы пожаротушения.

Тележка 10с катками служит для перемещения трансформатора.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже: число фаз (для однофазных — О, для трехфазных — Т); вид охлаждения (п. 1.2);

число обмоток, если оно больше двух (трехобмоточный — Т, с расщепленными обмотками НН — Р);

выполнение одной из обмоток с регулированием напряжения под нагрузкой — Н. За буквенным обозначением указываются: номинальная мощность, кВ·А; класс напряжения обмоток ВН (и СН), кВ; год разработки; климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15510-70* и ГОСТ 15547-78.

Например, ТДН-16000/110-80У1 — трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16000 кВ·А, напряжением ВН 110 кВ, разработка 1980г., климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 — на открытом воздухе.

1.2 Системы охлаждения трансформаторов

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

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название сухих. Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении — С; при защищенном исполнении — СЗ, при герметизированном исполнении — СГ.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и должно быть не больше 60°C (класс А); 75°C (класс Е); 80°C (класс В); 100°C (класс С); 125 °С (класс Н).

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

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВ·А включительно (рис.2). В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам, передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать +95 °С .

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В навесных охладителях из радиаторных труб помещаются вентиляторы 11 (рис.3). Термосифонный фильтр 2, заполненный силикагелем, служит для поглощения продуктов окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит непрерывная регенерация его. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более +55 °С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше +45°C, независимо от нагрузки . Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с нормальной нагрузкой +95 °С.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы до 100000 кВ·А.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ·А и более.

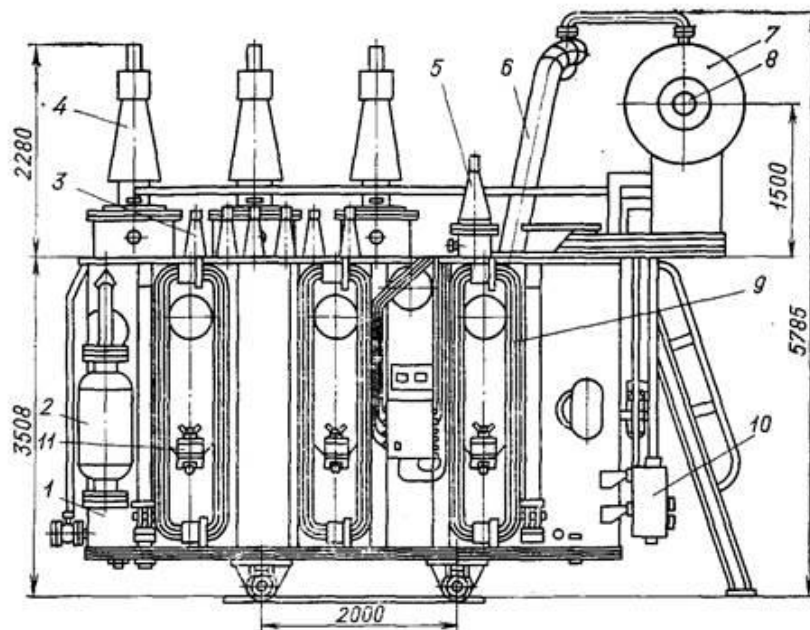


Рис. 3. Трансформатор трехфазный типа ТРДН-32 000/110-76У1 с дутьевым охлаждением и расщепленной обмоткой НН: 1 — бак; 2 — термосифонный фильтр; 3 — ввод НН; 4 — ввод ВН; 5 — ввод ВН нулевой; 6 — труба предохранительная; 7 — расширитель; 8 —маслоуказатель стрелочный; 9 —радиатор; 10 —привод механизма РПН; 11 — вентилятор

Охлаждители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентиляторами. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 4).

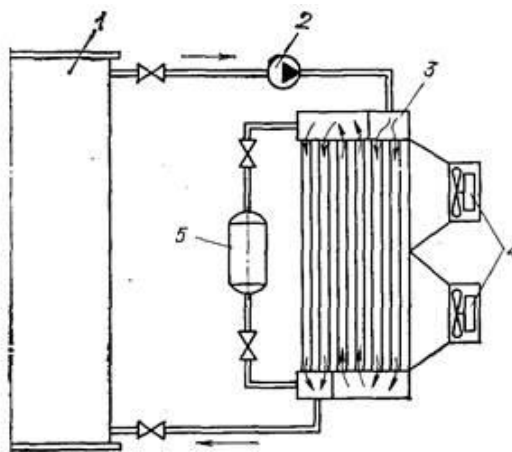


Рис. 4. Схема охладителя системы ДЦ:

1 — бак трансформатора; 2 — электронасос; 3 — охладитель; 4 — вентиляторы;

5 — адсорбный фильтр

Адсорбный фильтр 5 служит для регенерации масла. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения значительно уменьшает габариты трансформаторов. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора. В трансформаторах с системой охлаждения ДЦ максимально допустимая температура масла +75 °С.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как и система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать +70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,02 МПа. Эта система охлаждения эффективна, но имеет сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (630 МВ·А и более).

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от его нагрузки. Число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об остановке вентилятора. В настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости будут иметь малую транспортную массу при мощности 1000 МВ·А и выше.

1.3 Параметры трансформаторов

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

Для трансформаторов общего назначения установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (среднесуточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20 °С), а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25 °С.

Трансформаторы, расположенные в камерах с естественной вентиляцией, при среднегодовой температуре до 20 °С могут непрерывно нагружаться на их номинальную мощность. При этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

$\frac{U}{\sqrt{3}}$

Номинальные напряжения обмоток— это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора — его линейное (междуфазное) напряжение, для однофазного, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, — это

Коэффициент трансформации трансформатора

$$K = \frac{U_{ном,ВН}}{U_{ном,НН}} = \frac{\omega_1}{\omega_2} \quad (1.1)$$

где $U_{ном,ВН}$ — номинальное напряжение обмотки высокого напряжения; $U_{ном,НН}$ — номинальное напряжение обмотки низкого напряжения; w_1, w_2 — число витков обмоток ВН и НН.

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

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

$$I_{ном,ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном,ВН}};$$

$$I_{ном,НН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном,НН}};$$

(1.2)

где $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора (двухобмоточного), или соответствующей обмотки трехобмоточного трансформатора, или трансформатора с расщепленной обмоткой.

Напряжение короткого замыкания u_k характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора и зависит от взаимного расположения обмоток на магнитопроводе. Значение u_k определяется из опыта КЗ и численно равно напряжению, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора в другой обмотке, замкнутой накоротко, проходит номинальный ток. В каталогах приводится значение u_k , выраженное в процентах от $U_{ном}$.

Схемы и группы соединений обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов показаны на рис.5.

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений XX		Условные обозначения
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y-0
				Y _H /Δ-11

Рис.5. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Обмотки высокого напряжения 110 кВ и выше, как правило, соединяются в звезду, что позволяет облегчить изоляцию обмоток, так как она рассчитывается в этом случае на фазное напряжение

$$U/\sqrt{3}$$

.Соединение в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в случае, когда нейтраль обмотки заземляется.

Обмотки низкого напряжения 0,69 кВ и выше соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки, так как она рассчитывается в этом случае на фазный ток

$$I/\sqrt{3}$$

Обмотки низкого напряжения 0,23 и 0,4 кВ соединяются в звезду с выведенным нулем, что позволяет использовать междуфазное напряжение для присоединения электродвигателей, а фазное — для присоединения осветительной нагрузки.

В условных обозначениях трансформаторов показывается схема соединения обмоток, а числом — группа соединения. Группа соединения определяет угловое смещение векторов междуфазных ЭДС обмоток НН и СН по отношению к векторам соответствующих ЭДС обмоток ВН и обозначается числом, которое будучи умноженным на 30°, дает угол смещения в градусах.

Блочные повышающие трансформаторы (Т1 на рис.1) имеют схему соединения обмоток Y/Δ-11; трансформаторы собственных нужд отпаечные (Т2 на рис.1) — Δ / Δ - Δ -0-0, а трансформаторы 6/0,4 кВ (Т3 на рис.1) — Y/Y-0.

При включении трансформаторов на параллельную работу необходимо соблюдать тождественность схем и групп соединений.

1.4. Особенности конструкции и работы автотрансформаторов

В установках напряжением 110 кВ и более широко применяются автотрансформаторы.

Рассмотрим особенности работы и конструкции однофазного автотрансформатора (рис.6). Автотрансформатор имеет две электрически связанные обмотки: *ОВ*—обмотка высшего напряжения и *ОС*— обмотка среднего напряжения. Обмотка низшего напряжения имеет обычную трансформаторную (электромагнитную) связь с обмотками *ОВ* и *ОС*. Часть обмотки, заключенная между выводами *В* и *С*, называется последовательной, а между *С* и *О* — общей. При работе в понижающем режиме в последовательной обмотке проходит ток I_1 , который, создавая магнитный поток, наводит в общей обмотке ток I_0 . Ток нагрузки вторичной цепи складывается из тока I_1 , проходящего благодаря электрической связи обмоток, и тока I_0 , созданного магнитной связью этих же обмоток: $I_2 = I_1 + I_0$, откуда $I_0 = I_2 - I_1$.

Если пренебречь намагничивающим током и потерями, то мощность, забираемая из первичной сети, будет равна мощности, отдаваемой во вторичную сеть:

$$S_{\text{ном}} = I_1 U_1 = I_2 U_2 \quad (1.3)$$

откуда

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{U_1}{U_2} = k_{ВН-СН};$$

(1.4)

где $k_{ВН-СН}$ — коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением.

Мощность последовательной обмотки определяется как

$$S_{\text{п}} = I_1(U_1 - U_2) = I_1 U_1 \left(1 - \frac{U_2}{U_1}\right) = S_{\text{ном}} \left(1 - \frac{1}{k_{ВН-СН}}\right).$$

(1.5)

Мощность общей обмотки

$$S_{\text{о}} = I_3 U_2 = (I_2 - I_1) U_2 = I_2 U_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = S_{\text{ном}} \left(1 - \frac{1}{k_{ВН-СН}}\right).$$

(1.6)

Из 1.5 и 1.6 видно, что последовательная и общая обмотки рассчитываются на одинаковую мощность, называемую *расчетной* или *типовой* мощностью автотрансформатора. Если обозначить

$$1 - \frac{1}{k_{ВН-СН}} = k_{\text{выг}};$$

(1.7)

то

$$S_{\text{тип}} = k_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (1.8)$$

где $k_{\text{выг}}$ — коэффициент выгоды автотрансформатора.

Типовая мощность — часть мощности в автотрансформаторе, которая передается электромагнитным путем. Размер, масса, расход активных материалов определяются главным образом электромагнитной мощностью. Таким образом, автотрансформатор с номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$ будет иметь такие же размеры и массу, как трансформатор мощностью $k_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}$. Чем меньше коэффициент выгоды, тем эффективнее применение автотрансформатора. Величина $k_{\text{выг}}$ зависит от соотношения U_1 и U_2 и изменяется в пределах от 0,667 ($U_1=330$ кВ, $U_2=110$ кВ) до 0,34 ($U_1=500$ кВ, $U_2=330$ кВ).

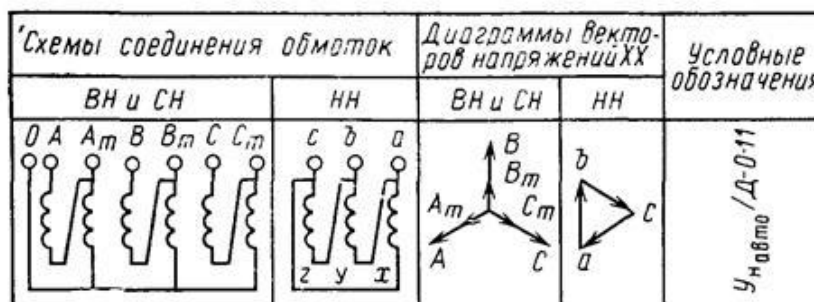


Рис. 7. Схемы и группы соединения трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов

Номинальная мощность обмотки низкого напряжения обычно выполняется равной типовой мощности:

$$S_{\text{ном,НН}} = S_3 = U_3 I_3 = S_{\text{тип}} \quad (1.9)$$

Все рассуждения, приведенные выше, действительны и для трехфазных автотрансформаторов. Схемы и группы соединения обмоток трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов приведены на рис. 7.

При применении автотрансформаторов в качестве повышающих к третичной обмотке с напряжением U_3 подключаются генераторы. В этом случае вся мощность генератора электромагнитным путем передается в обмотки высшего и среднего напряжения. При блочном соединении генератора с автотрансформатором мощность последнего должна быть не менее

$$S_{\text{всех}} = \frac{S_{\text{г}}}{k_{\text{выз}}} \quad (1.10)$$

где $S_{\text{г}}$ — номинальная мощность генератора, работающего в блоке.

В данном случае мощность автотрансформатора будет значительно больше мощности соответствующего трансформатора, поэтому расход активных материалов почти не уменьшается. Применение автотрансформаторов в блоках с генераторами позволяет не только выдать генераторную мощность в сеть ВН или СН, но и осуществить дополнительную передачу мощности из сети СН в сеть ВН. Допустимость различных комбинированных режимов передачи мощности в автотрансформаторе должна подтверждаться соответствующим расчетом.

К особенностям конструкции автотрансформаторов следует отнести необходимость глухого заземления нейтрали обмоток ВН и СН. Если при изолированной нейтрали произойдет замыкание одной из фаз сети ВН на землю, то потенциалы двух фаз обмотки СН повысятся до недопустимой величины, опасной для изоляции. Таким образом, автотрансформаторная связь возможна только между обмотками, присоединенными к сети с глухозаземленными нейтралью 110 кВ и выше. Необходимость заземления нейтралей автотрансформаторов приводит к увеличению токов однофазного КЗ в этих сетях.

Несмотря на некоторые недостатки, автотрансформаторы находят широкое применение, так как обладают следующими преимуществами по сравнению с трехобмоточными трансформаторами: меньшим расходом активных и конструктивных материалов; меньшей потерей мощности; возможностью изготовления автотрансформаторов больших единичных мощностей.

1.5 Нагрузочная способность трансформаторов

Нагрузочная способность трансформаторов — это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка — это неограниченная во времени длительная нагрузка, при которой износ обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Перегрузка трансформатора — режим, вызывающий ускоренный износ изоляции. Такой режим возникает, если нагрузка на данный трансформатор окажется больше его номинальной мощности или температура охлаждающей среды больше принятой расчетной +20 °С.

Перегрузки могут быть аварийными и систематическими.

Аварийная перегрузка разрешается в случаях, например, выхода из строя параллельно включенного трансформатора. Допустимая перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки +140 °С и масла +115 °С. Согласно ГОСТ 11677—85 допускается кратковременная перегрузка сверх номинального тока (независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки) в следующих пределах:

Масляные трансформаторы:

Перегрузка по току, %..... 30 45 60 75 100

Длительность перегрузки, мин..... 120 80 45 20 10

Сухие трансформаторы:

Перегрузка по току, %..... 20 30 40 50 60

Длительность перегрузки, мин..... 60 45 32 18 5

Для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускается длительная аварийная перегрузка на 40% на период не более 5 суток продолжительностью не более 6 ч в сутки, при условии, что нагрузка в доаварийном режиме не превышала 93% номинальной.

Трансформаторы с системой охлаждения ДЦ допускают работу с номинальной нагрузкой при отключении всех вентиляторов в течение 10 мин, при холостом ходе — 30 мин. Если по истечении указанного времени температура верхних слоев не превысит 80 °С, то допускается дальнейшая работа, но не более 1 ч.

Систематическая перегрузка (максимально допустимая нагрузка) трансформаторов возможна за счет неравномерной нагрузки в течение суток. На рис.8 изображен суточный график нагрузки, из которого видно, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума от 18 до 22 ч перегружен.

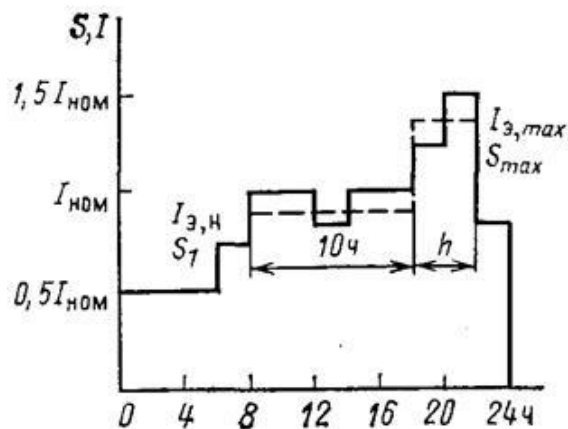


Рис. 8. Суточный график нагрузки

При недогрузке износ изоляции мал, при перегрузке износ значительно усиливается. Величина максимально допустимой систематической нагрузки определяется с учетом наибольшей температуры обмотки $+140^{\circ}\text{C}$, наибольшей температуры масла в верхних слоях $+90^{\circ}\text{C}$ из условия, что износ изоляции за время максимальной нагрузки и предшествующей недогрузке такой же, как при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки обмотки не превышает $+98^{\circ}\text{C}$ (ГОСТ 14209—85). По суточному графику, преобразованному в двухступенчатый, определяют коэффициент начальной нагрузки $K_1 = S_1/S_{\text{НОМ}}$, предшествующей максимальной нагрузке, и время максимальной нагрузки h , ч. По значениям K_1, h и температуры охлаждающей среды с помощью таблиц, приведенных в ГОСТ 14209—85, находят коэффициент перегрузочной способности $K_2 = S_{\text{макс}}/S_{\text{НОМ}}$.

Точный расчет максимально допустимых нагрузок, аварийных перегрузок и износа изоляции производится на ЭВМ по блок-схемам, приведенным в ГОСТ 14209—85.

1.6 Регулирование напряжения трансформаторов

Для поддержания нормального напряжения у потребителей силовые трансформаторы имеют устройство регулирования напряжения изменением коэффициента трансформации.

Из (1.1) следует

$$U_2 = U_1 \frac{\omega_2}{\omega_1},$$

т. е. для изменения вторичного напряжения U_2 надо изменить число витков ω_1 или ω_2 . С этой целью обмотки трансформатора (обычно со стороны ВН) снабжаются дополнительными ответвлениями. Переключение ответвлений производится на отключенном от сети трансформаторе с помощью устройства ПБВ (переключение без возбуждения) или на трансформаторе под нагрузкой устройством РПН (регулирование под нагрузкой).

Устройство ПБВ обеспечивает изменение коэффициента трансформации в пределах $\pm 5\%$, для чего кроме основного вывода 0 выполняют обычно два дополнительных ответвления (рис. 9). Если необходимо увеличить U_2 , то после отключения трансформатора переключатель устанавливается в положение X_1, Y_1, Z_1 (-5%).

Ответвления могут выполняться в конце или в середине обмотки ВН. Устройство ПБВ используется для сезонного регулирования напряжения.

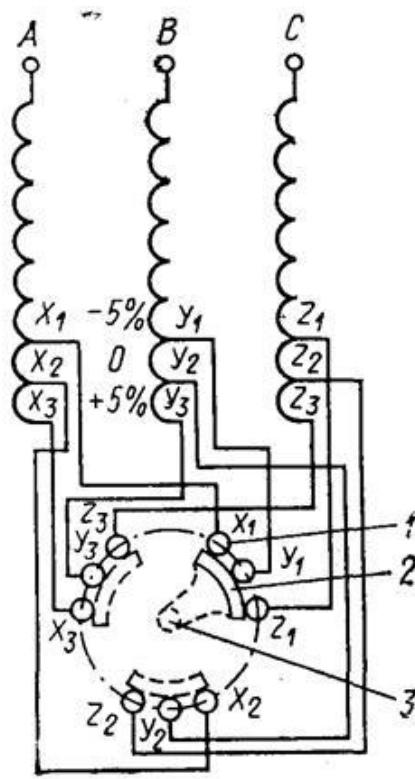


Рис.9. Схема регулирования напряжения ПБВ с трехфазным переключателем:

1- неподвижный контакт; 2- сегмент контактный; 3- вал переключателя

Устройство РПН позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи, для чего предусматриваются специальные переключающие устройства, встроенные в трансформатор. Регулировочные ответвления выполняются на стороне ВН, так как меньший по величине ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для увеличения диапазона регулирования применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис.10). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель 1 находится в положении II, а избиратель 2 — на последнем ответвлении. Наименьший коэффициент будет при положении переключателя 1, а избирателя — на первом ответвлении.

Пределы регулирования напряжения устройством РПН зависят от мощности и напряжения трансформаторов и могут достигать $\pm 16\%$ ступенями приблизительно по 1,5%.

Переключающие устройства на стороне 110, 220, 330 кВ, выполняются однофазными типа РНОА на 1000 и 2000 А, на стороне 35 кВ и ниже — трехфазными типов РНТА, РНТР на 400—1200 А.

Управление переключающими устройствами производится дистанционно со щита управления или автоматически.

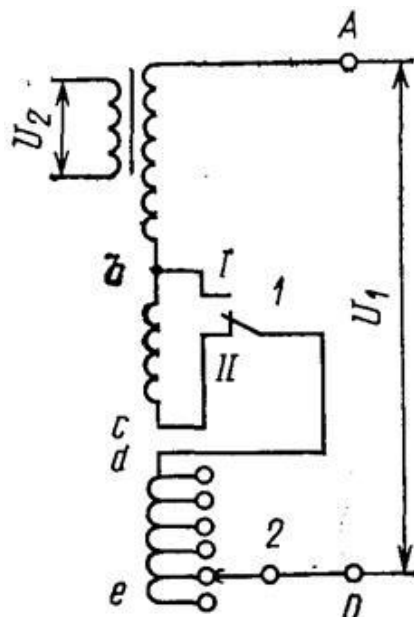


Рис.10. Схема устройства РПН трансформаторов:

Ab – основная обмотка ; bc – ступень грубой регулировки; 1 – переключатель;

2 – избиратель.

3 ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Конструкции воздушных линий электропередачи

Воздушная линия электропередачи(ВЛ) — линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор и изоляторов. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, защитные тросы, опоры, изоляторы или линейная арматура. Наибольшее распространение получили одно- и двухцепные ВЛ. Одноцепная линия имеет один комплект фазных проводов трехфазной линии, а двухцепная — два комплекта.

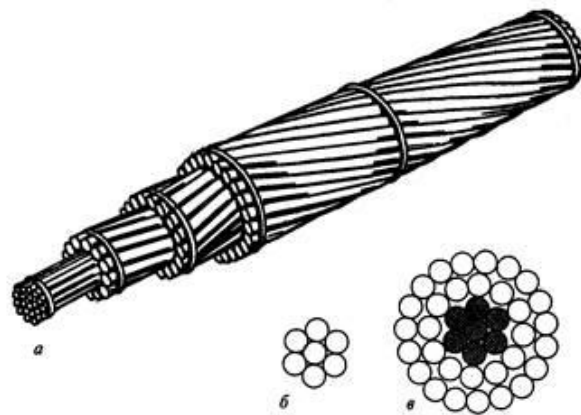


Рис. 1.5. Конструкции проводов воздушных линий:а- общий вид многопроволочного провода;б- сечение алюминиевого провода;в- сечение сталеалюминиевого провода

Провода служат для передачи электроэнергии. Они должны удовлетворять следующим основным требованиям: обладать высокой электрической проводимостью (малым электрическим сопротивлением), иметь достаточную механическую прочность, быть гибкими, не подвергаться коррозии. На ВЛ применяются неизолированные (голые) и иногда изолированные провода. Наибольшее распространение нашли провода алюминиевые, сталеалюминиевые и из сплавов алюминия. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность. Для придания гибкости провода, как правило, изготавливают многопроволочными (рис. 1.5, а). При увеличении сечения растет число проволок. В сталеалюминиевых проводах внутреннюю часть (сердечник провода) выполняют из стальных проволок, а верхние повивы — из алюминиевых.

Алюминиевые провода (рис. 1.5,б) применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. Они выпускаются трех марок: А, Ап и АКП. Последняя марка имеет антикоррозионное покрытие и используется на территориях с химически активной средой.

Сталеалюминиевые провода (рис. 1.5, в) применяют на ВЛ напряжением выше 1 кВ. Они выпускаются с разным соотношением сечений алюминиевой и стальной частей. Чем меньше это соотношение, тем провод имеет более высокую механическую прочность и поэтому используется на территориях с более тяжелыми климатическими условиями (с большей толщиной стенки гололеда). В марке сталеалюминиевых проводов указываются сечения алюминиевой и стальной частей, например АС 95/16.

Провода из сплавов алюминия (АН — нетермообработанный, АЖ — термообработанный) имеют большую по сравнению с алюминиевыми механическую прочность и практически такую же электрическую проводимость. Они используются на ВЛ напряжением выше 1 кВ в районах с толщиной стенки гололеда до 20 мм.

Провода располагают различными способами (рис. 1.6). На одноцепных линиях напряжением 330 кВ и выше обычно применяют горизонтальное расположение проводов (рис. 1.6, б), что позволяет использовать более низкие опоры и исключает свешивание проводов при сбрасывании гололеда. На одноцепных линиях напряжением до 330 кВ, как правило, провода располагают треугольником (рис. 1.6, а).

На двухцепных линиях иногда применяют расположение проводов обратной елкой (рис. 1.6, в), что удобно по условиям монтажа, но увеличивает массу опор, так как требует подвески двух грозозащитных тросов.

Однако чаще провода на них располагают шестиугольником (рис. 1.6, г).

Все больше стали применяться ВЛ с изолированными проводами напряжением до 10 кВ. В линии напряжением 380 В провода состоят из несущего неизолированного провода, являющегося нулевым, трех изолированных фазных проводов, одного изолированного провода наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода. Несущий провод является сталеалюминиевым, а фазные — алюминиевыми. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ). К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии.

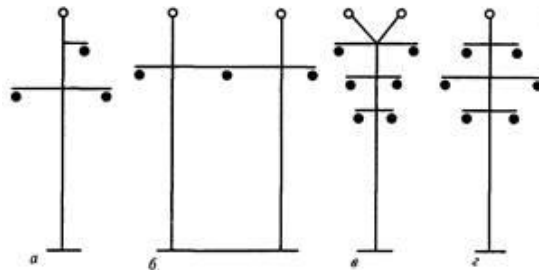


Рис. 1.6. Расположение проводов и тросов на опорах:

а — треугольником; б — горизонтальное; в — обратной елкой; г — шестиугольником

Тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками и устройствами заземления служат для защиты линий от грозовых перенапряжений. Их подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется «Правилами устройства электроустановок». Грозозащитные тросы обычно выполняют из стали, но при использовании их в качестве высокочастотных каналов связи — из стали и алюминия. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220—500 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях 35—110 кВ крепление троса к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

Для защиты от грозовых перенапряжений участков ВЛ с пониженным по сравнению с остальной линией уровнем изоляции применяют трубчатые разрядники или ограничители перенапряжений. Такими участками являются, например, переходы ВЛ через реки, ущелья при высоте опор более 40 м и отсутствии на опорах троса. Кабельные вставки на ВЛ длиной менее 1,5 км также должны быть защищены по обоим концам от грозовых перенапряжений разрядниками.

На ВЛ заземляются все металлические и железобетонные опоры, на которых подвешены грозозащитные тросы или установлены другие средства грозозащиты (разрядники, искровые промежутки) линий напряжением 6—35 кВ. В линиях до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью крюки и штыри фазных проводов, устанавливаемые на железобетонных опорах, а также арматура этих опор должны быть присоединены к нулевому проводу.

Опоры поддерживают провода на определенной высоте над землей, водой или каким-то инженерным сооружением. В зависимости от материала они бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Деревянные опоры используются в лесных районах, но все меньше. Основной их недостаток — недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на ее обработку антисептиками.

Железобетонные опоры наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических.

Металлические (стальные) опоры применяются на линиях напряжением 35 кВ и выше. Они очень надежные, так как обладают высокой механической прочностью, но достаточно металлоемкие и в процессе эксплуатации требуют окраски для защиты от коррозии.

По назначению опоры бывают промежуточные, анкерные, угловые и специальные.

Промежуточные опоры (рис. 1.7, а, б) наиболее простые и служат для поддержания проводов на прямых участках ВЛ. В нормальном режиме они не испытывают усилий вдоль линии и провода к ним крепятся через поддерживающие гирлянды изоляторов или в линиях 6—10 кВ через штыревые изоляторы.

Анкерные опоры (рис. 1.7, г, д) предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на концах линий и прямых участках, на пересечениях особо важных инженерных сооружений (железных дорог, автострад). В наиболее трудных режимах работают концевые анкерные опоры, воспринимая одностороннее

тяжение проводов. На такое же одностороннее тяжение рассчитываются и анкерные опоры, устанавливаемые на прямых участках, которое может возникнуть при обрыве части проводов в примыкающем к опоре пролете. Опоры данного типа обычно выполняются в виде пространственных форм, поэтому они значительно сложнее и дороже промежуточных.

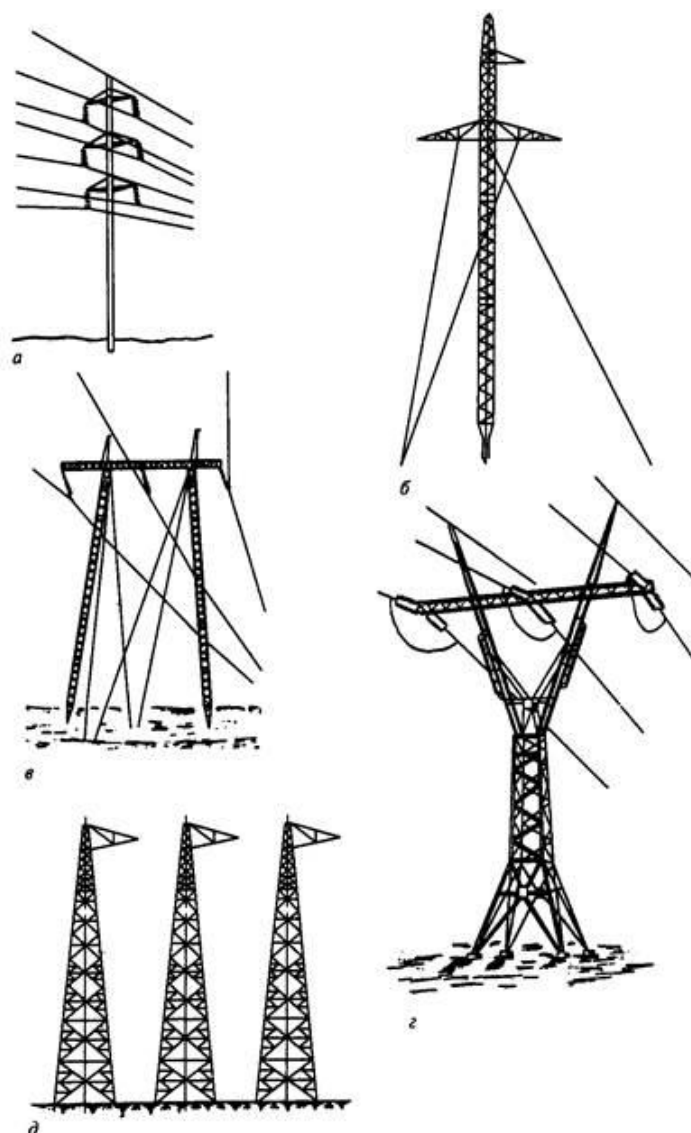


Рис. 1.7. Опоры воздушных линий

а – промежуточная двухцепная железобетонная одностоечная; б – промежуточная металлическая одностоечная с оттяжками; в – промежуточная угловая порталная с оттяжками; г – анкерная типа «рюмка»; д – трехстоечная анкерная

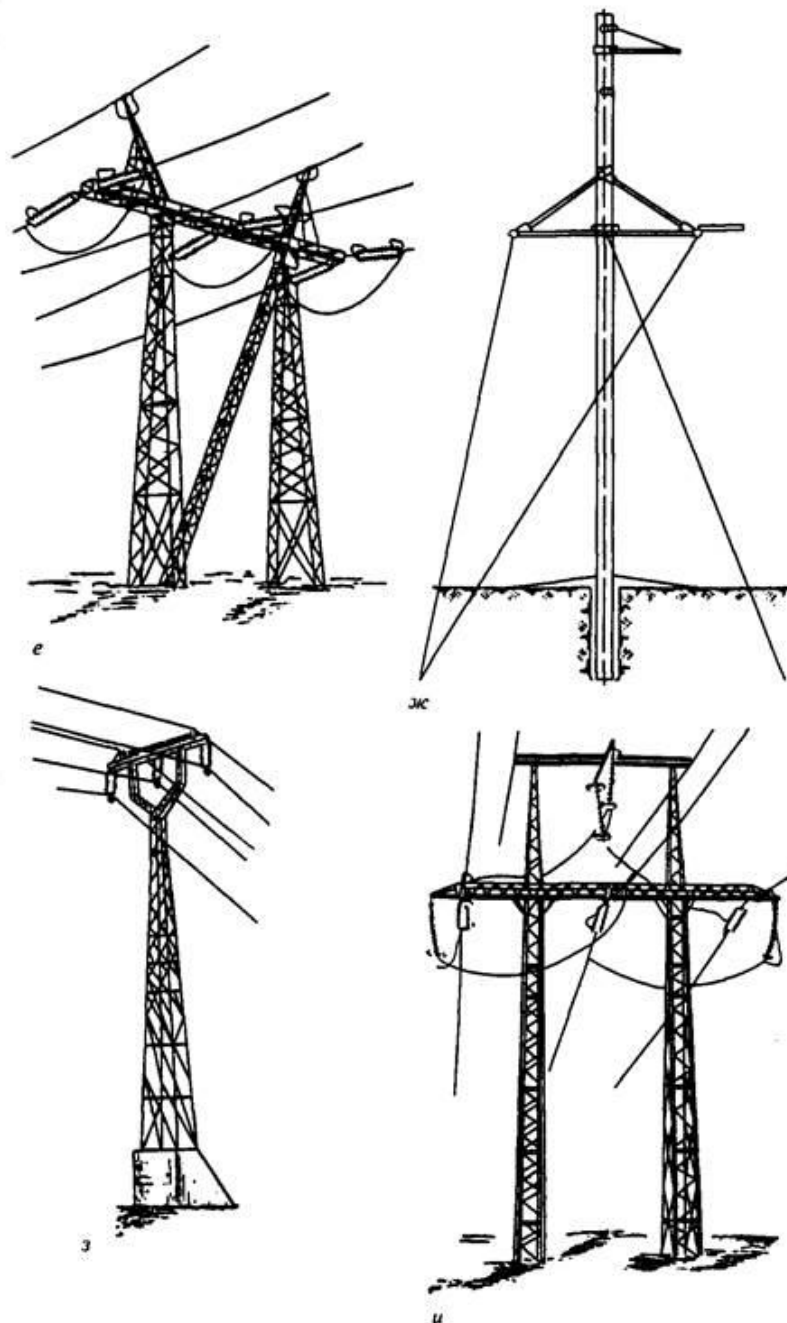


Рис. 1.7. Опоры воздушных линий

е – анкерная угловая металлическая; ж - анкерная угловая одностоечная железобетонная с оттяжками; з – переходная; и – транспозиционная.

Угловые опоры устанавливают в точках, где линия делает поворот. Они могут быть промежуточного и анкерного типа. При углах поворота α до 20° (рис. 1.8) на ВЛ применяются промежуточные угловые опоры (рис. 1.7, в), а при больших углах — анкерные угловые (рис. 1.7, е, ж). На угловые опоры действуют нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов, поэтому они сложнее промежуточных.

Специальные опоры бывают следующих типов: переходные (рис. 1.7, з) — для больших пролетов при пересечении рек, ущелий; ответвительные — для выполнения ответвлений от основной линии; транспозиционные (рис. 1.7, и) — для изменения порядка расположения проводов на опоре.

Для всех рассмотренных способов расположения проводов, особенно горизонтального, характерно несимметричное их расположение по отношению друг к другу, что приводит к неодинаковым индуктивным сопротивлениям и емкостным проводимостям разных фаз. Чтобы индуктивность и емкость всех фаз ВЛ были одинаковыми, на длинных линиях (более 100 км) применяют транспозицию проводов, которую осуществляют с помощью соответствующих опор. При полном цикле транспозиции (рис. 1.9) провод каждой из фаз последовательно занимает места других проводов на равных участках линии.

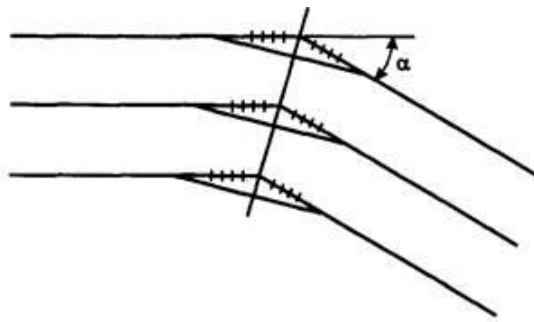


Рис. 1.8. Угол поворота линии

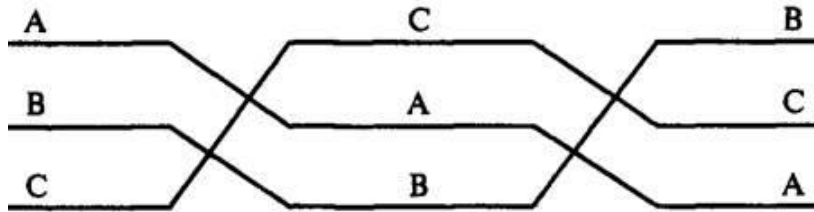


Рис. 1.9 Цикл транспозиции одноцепной линии

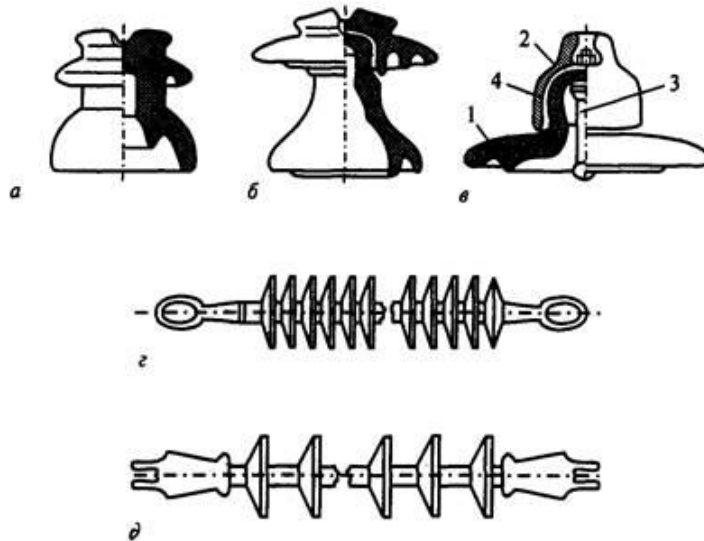


Рис.1.10 Изоляторы воздушных линий:

а) штыревой 6 – 10 кВ, б) штыревой 35 кВ, в) подвесной, г,д) стержневые полимерные

Изоляторы воздушных линий предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора или закаленного стекла — материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции изоляторы разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы применяются на линиях напряжением до 1 кВ, 6—10 кВ и редко 35 кВ (рис. 1.10, а, б). Они крепятся к опорам при помощи крюков или штырей.

Подвесные изоляторы (рис. 1.10, в) используются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и цементной связки 4. Подвесные изоляторы собирают в гирлянды, которые бывают поддерживающими (на промежуточных опорах) и натяжными (на анкерных опорах). Число изоляторов в гирлянде определяется напряжением линии: 35 кВ — 3—4 изолятора, 110 кВ — 6—8.

Разработаны и проходят опытную промышленную проверку полимерные изоляторы (рис. 1.10, г). Они представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, на котором размещено защитное покрытие с ребрами из фторопласта или кремнийорганической резины.

Линейная арматура применяется для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам и делится на следующие основные виды: зажимы, сцепную арматуру, соединители и др.

Зажимы служат для закрепления проводов и тросов и прикрепления их к гирляндам изоляторов и подразделяются на поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах, и натяжные, применяемые на опорах анкерного типа (рис. 1.11, а, б, в).

Сцепная арматура предназначена для подвески гирлянд на опорах и соединения многоцепных гирлянд друг с другом и включает скобы, серьги, ушки, коромысла. Скоба служит для присоединения гирлянды к траверсе опоры. Поддерживающая гирлянда (рис. 1.11, г) закрепляется на траверсе промежуточной опоры при помощи серьги 1, которая другой стороной вставляется в шапку верхнего подвесного изолятора 2. Ушко 3 используется для прикрепления к нижнему изолятору гирлянды поддерживающего зажима 4.

На ответственных опорах (например, переходных, с расщепленными проводами) применяют сдвоенные гирлянды изоляторов, для соединения которых служат коромысла. В линиях напряжением 330 кВ и выше с расщепленными фазами в пролетах устанавливают дистанционные распорки (рис. 1.11, д), предотвращающие схлестывания, соударения и закручивания отдельных проводов фазы.

Соединители применяются для соединения отдельных участков провода. Они бывают овальные и прессуемые. В овальных соединителях провода либо обжимаются, либо скручиваются (рис. 1.11, е). Прессуемые соединители (рис. 1.11, ж) применяются для соединения проводов больших сечений. В сталеалюминиевых проводах стальная и алюминиевая части впрессовываются раздельно.

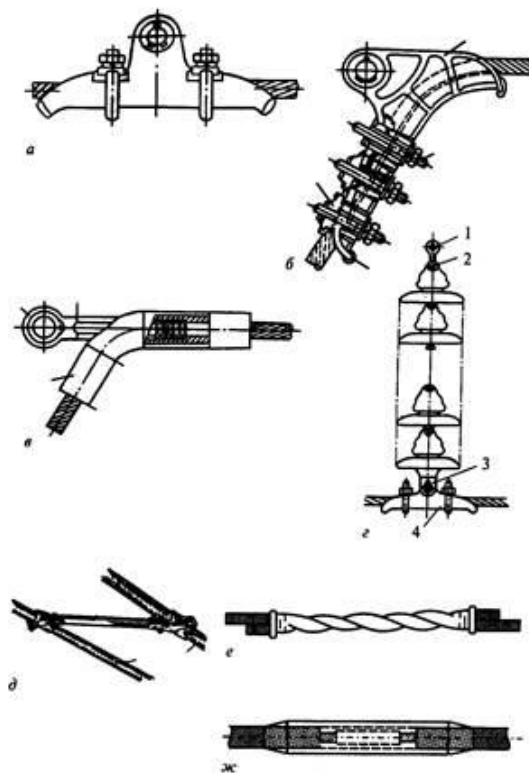


Рис. 1.11. Линейная арматура воздушных линий:

а – поддерживающий зажим; б – болтовой натяжной зажим; в – прессуемый натяжной зажим; г – поддерживающая гирлянда изоляторов; д – дистанционная распорка; е – овальный соединитель; ж – прессуемый соединитель

4 ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1. Воздушные линии электропередач

Электрические воздушные линии (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным к различным опорным конструкциям. ВЛ могут быть с напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ.

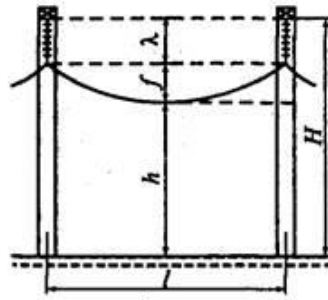
Достоинства ВЛ:

незначительный объем земляных работ при постройке;

простота эксплуатации и ремонта;

возможность использования опор воздушных линий с напряжением до 1 кВ для крепления проводов радиосети, местной телефонной связи, наружного освещения, телеуправления, сигнализации;

более низкая стоимость сооружения 1 км (примерно на 25... 30 %) по сравнению со стоимостью сооружения кабельной линии).



l – пролет линии – расстояние между соседними опорами

(до 1 кВ – 30 – 75 м; 110 кВ – 150-200 м; 220-500кВ – 400-450м)

f – стрела провеса – расстояние от точки подвеса до низшей точки провода

h – габарит – наименьшее расстояние от низшей точки провода до земли (в насел. пунктах – 6-8 м, в ненаселенных – 5-7 м)

Основные конструктивные элементы ВЛ:

опоры - для подвески проводов и грозозащитных тросов;

провода различных конструкций и сечений - для передачи по ним электрического тока;

грозозащитные тросы - для защиты линий от грозовых разрядов;

изоляторы, собранные в гирлянды - для изоляции проводов от заземленных частей опоры;

линейная арматура - для крепления проводов и тросов к изоляторам и опорам, а также для соединения проводов и тросов;

заземляющие устройства - для отвода токов грозовых разрядов или короткого замыкания в землю.

Опоры:

- по материалу: деревянные; металлические и железобетонные

- по назначению: промежуточные, анкерные, угловые, концевые, переходные

Провода: алюминиевые (А), сталеалюминиевые (АС, АСО-облегченный, АСУ-усиленный),

сплавы алюминия

Номинальные сечения: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, 600, 700 мм²

Изоляторы:

- по материалу: фарфоровые, стеклянные

- по назначению: штыревые, подвесные (гирлянды)

Монтаж ВЛ.

- разбивка трассы

- рытье котлованов под опоры

- сборка и установка опор

- раскатка и соединение проводов

- натяжение и крепление проводов

- заземление ВЛ

2 Кабельные линии электропередач

Конструкции кабелей

Кабель - готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку, которая может быть защищена от механических повреждений броней.

Силовые кабели выпускаются на напряжение до 110 кВ включительно.

Силовые кабели на напряжение до 35 кВ имеют от одной до четырех медных или алюминиевых жил сечениями 1... 2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² - однопроволочные, свыше - многопроволочные. По форме сечения жилы одножильных кабелей круглые, а многожильных - сегментные или секторные (рис.1). Преимущественно применяются кабели с алюминиевыми жилами. Кабели с медными жилами применяются редко: для перемещающихся механизмов, во взрывоопасных помещениях.

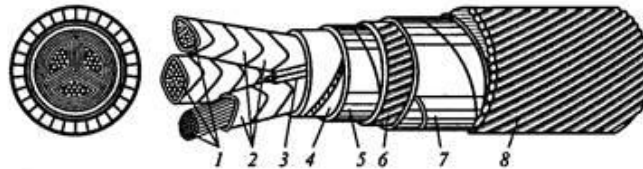


Рис. 1. Кабель с вязкой пропиткой на напряжение 10 кВ типа СБ или АСБ: 1 - медные или алюминиевые жилы; 2 - фазная изоляция из пропитанной бумаги; 3 -заполнитель из джута; 4 - поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 5 - свинцовая оболочка; 6 - джутовая прослойка; 7 - броня из стальной ленты; 8 – наружный защитный покров

Изоляция жил выполняется из кабельной бумаги, пропитанной маслосиликоновым составом, резины, поливинилхлорида и полиэтилена. Кабели с бумажной изоляцией, предназначенные для прокладки на вертикальных и крутонаклонных трассах, имеют обедненную пропитку.

Защитная герметичная оболочка кабеля предохраняет изоляцию от вредного действия влаги, газов, кислот и механических повреждений. Оболочки делают из свинца, алюминия, резины и поливинилхлорида.

В кабелях напряжением выше 1 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля выполняется из стальных лент или стальных оцинкованных проволок. Поверх брони накладывают покровы из кабельной пряжи (джута), пропитанной битумом и покрытой меловым составом. При прокладке кабеля в помещениях, каналах и тоннелях джутовый покров во избежание возможного пожара снимают.

Кабели на напряжение 110 кВ и выше обычно выполняют газонаполненными, одножильными с покрытием стальной броней или асфальтированными, для прокладки в земле или на воздухе. Масло в кабелях находится под давлением.

Обозначения марок кабелей соответствуют их конструкции.

Кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами имеют марки: ААБ, ААГ, ААП, ААШв, АСБ, АСБГ, АСПГ, АСШв. Первая буква обозначает материал жил (А - алюминий, отсутствие впереди буквы А в маркировке означает наличие медной жилы), вторая - материал оболочки (А - алюминий, С - свинец). Буква Б означает, что кабель бронирован стальными лентами; буква Г - отсутствие наружного покрова; Шв - наружный покров выполнен в виде шланга из поливинилхлорида.

Изоляция обозначается: Р - резиновая, П - полиэтиленовая, В -поливинилхлоридная, отсутствие обозначения - бумажная с нормальной пропиткой.

Броня обозначается при выполнении: стальными лентами - Б, плоской оцинкованной стальной проволокой - П, круглой оцинкованной стальной проволокой - К.

Прокладка кабелей

1. Прокладка кабелей в траншее

- рытье траншеи (глубина не менее 0,8м, ширина – в зависимости от числа кабелей)
- на дно траншеи насыпают слой песка (подушку) толщиной 100 мм
- укладывают кабель (змейкой)
- засыпают слоем мягкого грунта (100мм)

- кабели на напряжение выше 1кВ по всей длине поверх верхней подсыпки покрывают бетонными плитами или кирпичом, так же в последнее время применяются защитно-сигнальные листы из полимерных материалов типа ЛПЗС и ленты типа ЛЗС. Затем траншея засыпается землей

При прокладке должны выдерживаться расстояния не менее: от фундаментов зданий – 0,6м; от трубопроводов – 0,5м; от теплопроводов – 2м

2. Прокладка кабелей в каналах.(железобетонных подземных сооружениях)

Этот способ дороже, чем в траншее. Каналы прокладывают на глубине 300мм и более. Глубина канала не более 900мм. На участках, где возможно разлитие расплавленного металла, жидкостей или других веществ, разрушительно действующих на оболочки кабелей, кабельные каналы применять нельзя.

3. Прокладка кабелей в туннелях.

Способ удобен и надежен в эксплуатации, но оправдан лишь при большом числе кабелей (30-40), идущих в одном направлении.

Туннели бывают проходные (2100мм) и полупроходные (1500мм) – допускаются на коротких участках до (10м)

4. Прокладка кабелей в блоках.

Способ надежен, но наименее экономичен. Применяется только тогда, когда по местным условиям прокладки недопустимы более простые способы.

5. Прокладка кабелей на галереях и эстакадах.

При больших потоках кабелей целесообразно вместо туннелей применять для прокладки кабелей открытые эстакады и закрытые галереи, а также использовать стены зданий, в которых нет взрыво- и пожароопасных производств.

Целесообразно применять:

- на территории, насыщенной различными подземными коммуникациями
- на предприятиях с большой агрессивностью почвы

Соединение жил кабелей

Соединение жил кабелей на напряжение до 1 кВ включает в себя два этапа:

- разделку концов кабелей
- соединение жил пайкой, сваркой или опрессовкой

Для герметизации участков соединений и защиты их от механических повреждений применяют кабельные муфты

Соединение кабелей.

Для соединения отдельных участков кабелей применяется специальная кабельная арматура – соединительные муфты. Для вновь строящихся кабельных линий число соединительных муфт на 1 км должно быть не более:

- для трехжильных кабелей 1-10 кВ сечением до 95 мм²– 4 шт.
- для трехжильных кабелей 1-10 кВ сечением 120-240 мм²– 5 шт.
- для одножильных кабелей – 2 шт.

При прокладке в траншее нескольких кабелей соединительные и стопорные муфты располагают со сдвигом не менее 2 м.

Расстояние в свету между корпусом кабельной муфты и ближайшим кабелем должно быть не менее 250 мм.

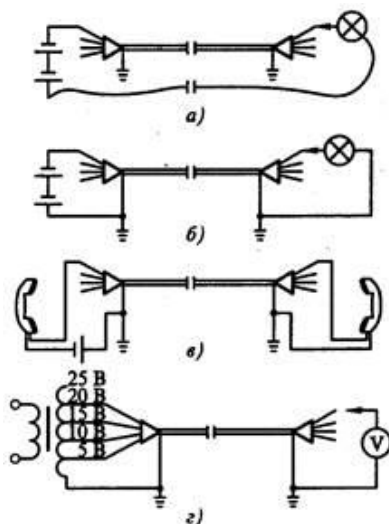
Прозвонка кабелей

Для правильного подключения кабелей к контактам электрических машин, приборов и аппаратов проводят их прозвонку.

Простейшая прозвонка выполняется с помощью лампы и батарейки (рис. 8,а), т.е. жилы одного конца кабеля (на рисунке — левом) произвольно маркируют и к первой из них подключают провод от батарейки. Затем присоединяют к лампе проводник и им поочередно касаются жил на другом конце кабеля. Если при касании лампа загорается, значит это жила, к которой присоединен провод от батарейки.

Также прозвонку можно выполнить без проводника, соединяющего оба конца кабеля (рис. 8, б). Таков же принцип прозвонки с применением мегомметра, если он оказывается присоединенным к концам, принадлежащим одной и той же жиле, его стрелка показывает нуль.

Рассмотренные способы прозвонки удобны в том случае, если оба конца кабеля расположены недалеко друг от друга и ее может выполнить один человек. Если концы длинного отрезка кабеля находятся в разных помещениях здания или в разных зданиях, применяется наиболее универсальный способ прозвонки с помощью двух телефонных трубок (рис. 8, в). Для этого телефонные и микрофонные капсюли в трубках соединяют последовательно, и в эту цепь включают сухой элемент или аккумулятор с напряжением 1—2 В. Этот способ удобен также тем, что монтеры могут согласовывать свои действия, переговариваясь по телефону. На одном конце кабеля монтер присоединяет один проводник трубки к оболочке кабеля, а другой — к любой из его жил. На другом конце кабеля второй рабочий присоединяет один проводник трубки к оболочке кабеля, а другой — поочередно к его жилам. Если в трубке слышится щелчок и монтеры слышат друг друга, значит проводники трубки присоединены к одной жиле кабеля.



В некоторых случаях прозвонка выполняется с помощью специального трансформатора с несколькими отводами от вторичной обмотки (рис. 8, г). В этом случае начало обмотки подключают к заземленным оболочкам кабеля, а отводы — к его жилам. Далее записывают напряжение, поданное на каждую из жил. Измерив напряжение между жилами и оболочкой на противоположном конце кабеля и используя записанные значения напряжения, нетрудно определить принадлежность концов к той или иной жиле и выполнить маркировку. Для маркировки жил силовых кабелей используют отрезки виниловых трубок или специальные оконцеватели, на которых несмываемыми чернилами делают надписи.

Рис. 8. Схемы прозвонки кабелей:

а, б — с помощью лампы; в — с помощью телефонных трубок; г — с использованием специального трансформатора

Фазирование кабелей. Для повышения надежности электроснабжения потребителей, а также в случае, если мощности одного питающего кабеля недостаточно для нормальной работы электроустановки, применяют несколько параллельно проложенных кабелей. При этом они должны подключаться к электрооборудованию с соблюдением порядка чередования фаз. Если это условие не будет соблюдено, то включение питания вызовет короткое замыкание.

Определение порядка чередования фаз при параллельном подключении кабелей называется фазированием кабелей.

Пусть шины двух распределительных устройств (рис. 9) связаны между собой кабелем 1, по которому электроэнергия передается от РУ-1 к РУ-2. Для большей надежности электроснабжения параллельно работающему кабелю проложен кабель 2, причем его жилы также должны быть подключены к сборным шинам так, чтобы шина Ав РУ-1 оказалась соединенной с шиной Ав РУ-2. Это требование относится и к шинам Ви С. В установках напряжением 380/220 В кабель фазировать с помощью вольтметра, рассчитанного на линейное напряжение сети, т. е. кабель 2в РУ-1 подключают к шинам посредством рубильника, а в РУ-2 вольтметром измеряют напряжение между одной из жил этого кабеля и той шиной, к которой предполагается ее присоединить. Если вольтметр показывает линейное напряжение, это означает, что жила кабеля и шина распределительного устройства принадлежат к разным фазам, и соединять их нельзя. Нулевое показание вольтметра свидетельствует о том, что жила кабеля и шина имеют одинаковый потенциал и, следовательно, принадлежат к одной и той же фазе, а поэтому их соединение возможно.

Точно так же фазируют две другие жилы кабеля. При отсутствии вольтметра можно воспользоваться двумя последовательно соединенными лампами накаливания с номинальным напряжением 220 В (жила и шина, при включении между которыми лампы не горят, принадлежат к одной фазе).

Следует помнить, что так как кабели представляют собой значительную емкость, после фазирования, прозвонки и испытания на их жилах сохраняется значительное напряжение, вызванное остаточным емкостным зарядом. Поэтому после каждой подачи напряжения на кабель его необходимо разряжать путем соединения каждой жилы с системой заземления.

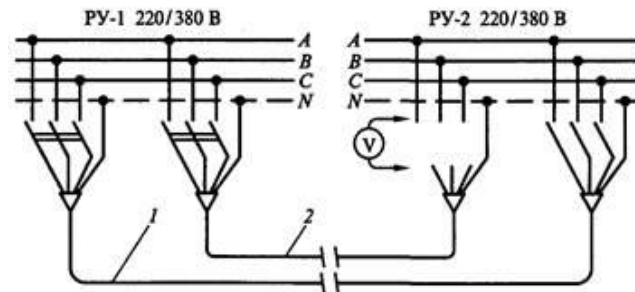


Рис.9. Схема фазирования кабелей 1 и 2

Подписано в печать 15.05.18.

Издательство НОУ ВПО СТИ
390008, г. Рязань, ул. Новоселов, 35А.
(4912) 300630, 30 08 30