

**СИЛОВЫЕ  
ТРАНСФОРМАТОРЫ  
И  
АВТОТРАНСФОРМАТ  
ОРЫ**

# Типы трансформаторов и их параметры

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

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

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

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ составляет 3×533 МВА, напряжением 750 кВ – 3×417 МВА, напряжением 1150 кВ – 3×667 МВ А.

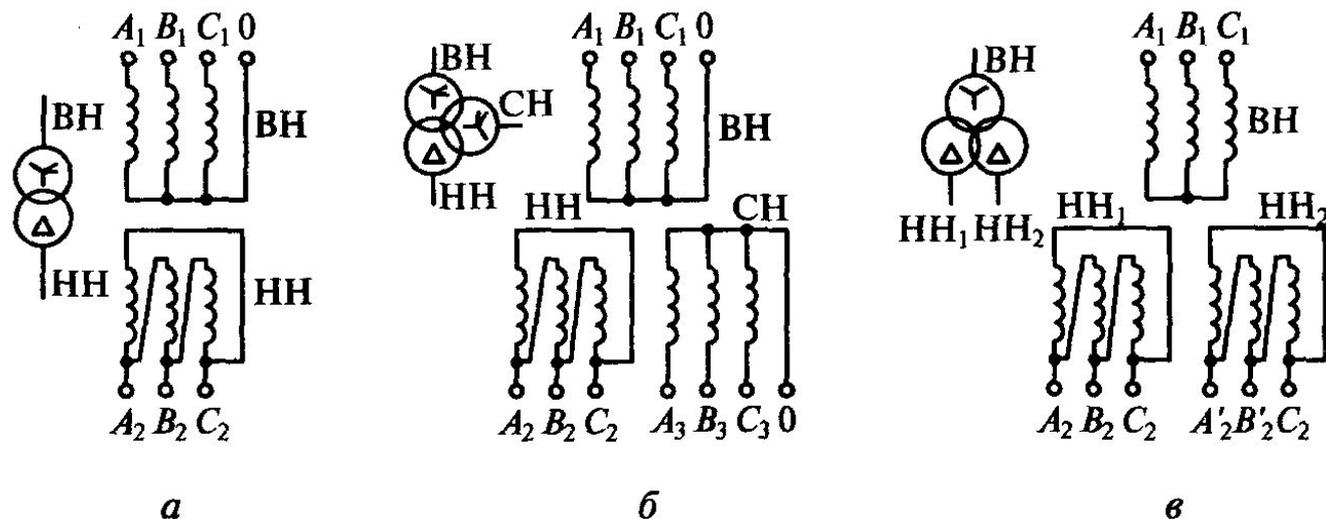
По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 2.14, а, б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 2.14, в). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему распределительного устройства (РУ) 330–500 кВ (подробнее изложено в подразд. 5.6). Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили широкое распространение в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200 – 1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов КЗ.

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

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

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



Рис, 2.14. Принципиальные схемы соединения обмоток трансформаторов: а – двухобмоточного; б – трехобмоточного; в – с расщепленной обмоткой низкого напряжения

За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь («проходная мощность»).

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

*Номинальные напряжения обмоток – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора.*

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

$$n = \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}}$$

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

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

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

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

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

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке.

Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ:  $u_{k \text{ ВН-НН}}$ ,  $u_{k \text{ ВН-СН}}$ ,  $u_{k \text{ СН-НН}}$ .

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

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

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

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН – снаружи, а обмотка НН – между ними, то наибольшее значение имеет  $u_{к\text{ bh-ch'}}$ , а меньшее –  $u_{к\text{ BH-НН}}$ . Значение  $u_{к\text{ СН-НН}}$  останется одинаковым в обоих исполнениях.

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

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

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

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

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

## Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Y

Δ

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

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

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

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы по рис. 2.14 имеют схемы и группы соединения обмоток:

$\Upsilon/\Delta-11$ ;  $\Upsilon/\Upsilon/\Delta-0-11$ ;  $\Upsilon/\Delta/\Delta-11-11$ .

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

Соединение обмоток в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток ВН обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах (подробнее ниже). Системы 110, 150 и 220 кВ также работают с эффективно заземленной нейтралью, однако для уменьшения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения ограничителей перенапряжений к нулевой точке трансформатора (рис. 2.15).

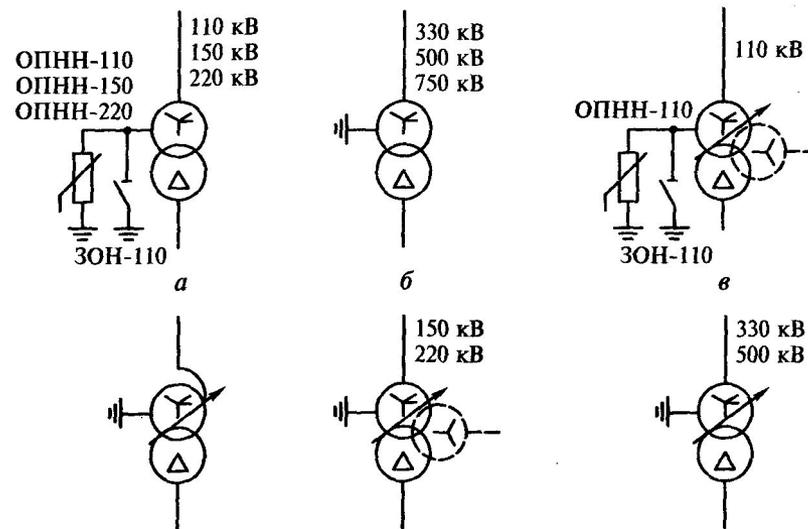


Рис. 2.15. Способы заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов:

а – трансформаторов 110–220 кВ без РПН; б – трансформаторов 330–750 кВ без РПН;

в – трансформаторов 110 кВ с РПН; г – автотрансформаторов всех напряжений; д – трансформаторов 150–220 кВ с РПН; е – трансформаторов 330-500кВ с РПН

Нейтраль заземляется также на вторичных обмотках трансформаторов, питающих четырехпроводные сети 380/220 и 220/127 В. Нейтрали обмоток при напряжении 10–35 кВ не заземляются или заземляются через дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов. Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ и приводятся в каталогах и справочниках [5.7, 1.2, 3.5].

# Элементы конструкции силовых трансформаторов

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

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

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

Листы трансформаторной стали должны быть тщательно изолированы друг от друга. Первоначально применялась бумажная изоляция – листы оклеивались с одной стороны тонким слоем специальной бумаги. Бумага создает полную электрическую изоляцию между листами, но легко повреждается при сборке и

Широко применяется изоляция листов лаком с толщиной слоя 0,01 мм. Лаковая пленка создает достаточно надежную изоляцию между листами, обеспечивает хорошее охлаждение магнитопровода, обладает высокой нагревостойкостью и не повреждается при сборке. Последнее время все шире применяется двустороннее жаростойкое покрытие листов стали, наносимое на металлургическом заводе после проката. Толщина покрытия меньше 0,01 мм, что обеспечивает лучшие свойства магнитной системы. Стяжка стержней осуществляется стеклобандажами, ярма стягиваются стальными полубандажами или бандажами.

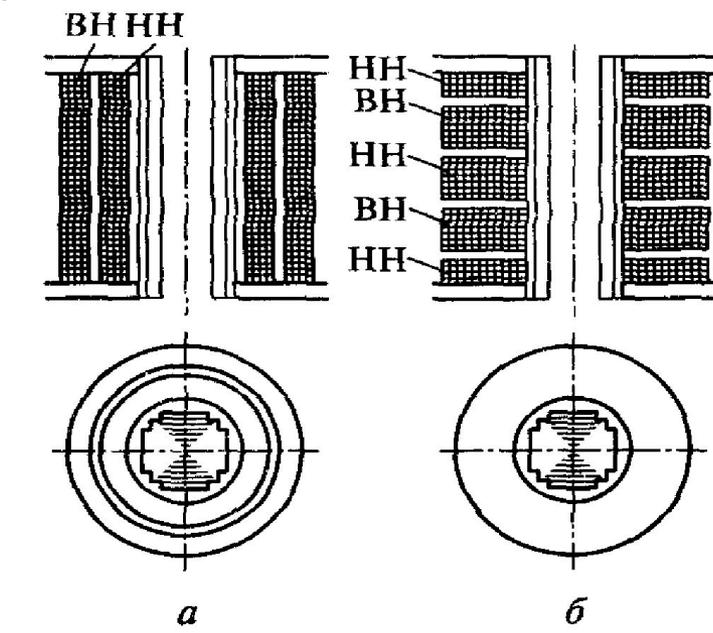


Рис. 2.16. Обмотки трансформатора:  
а – концентрическая; б – чередующаяся

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

Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися. В первом случае обмотки НН и ВН выполняют в виде цилиндров и располагают на стержне концентрически одна относительно другой (рис. 2.16, а). Такое выполнение принято в большинстве силовых трансформаторов. Во втором случае обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми диаметрами и располагаются на стержне одна над другой (рис. 2.16, б). В такой обмотке значительное число паек, она менее компактна и применяется для специальных электропечных трансформаторов или для сухих трансформаторов, так как обеспечивает лучшее охлаждение обмоток.

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

Для проводников обмотки используется медь и алюминий. Как известно, медь имеет малое электрическое сопротивление, легко поддается пайке, механически прочна, что и обеспечивает широкое применение меди для обмоток трансформаторов. Алюминий дешевле, обладает меньшей плотностью, но большим удельным сопротивлением, требует новой технологии выполнения обмоток.

В настоящее время трансформаторы с алюминиевой обмоткой изготавливаются на мощность до 6300 Ква.

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

Изоляция трансформатора является ответственной частью, так как надежность работы трансформатора определяется в основном надежностью его изоляции.

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

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

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения помещают в бак. Основные части бака – стенки, дно и крышка. Крышку используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей. На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства – радиаторы.

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

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

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

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикогелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикогелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается.

Чтобы избежать это, применяются герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей. Возможно применение специальной пленки-мембраны на границе масло–воздух. Осушение воздуха в расширителе осуществляют термовымораживателями.

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

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

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

Основные конструктивные узлы трансформаторов показаны на рис. 2.17.

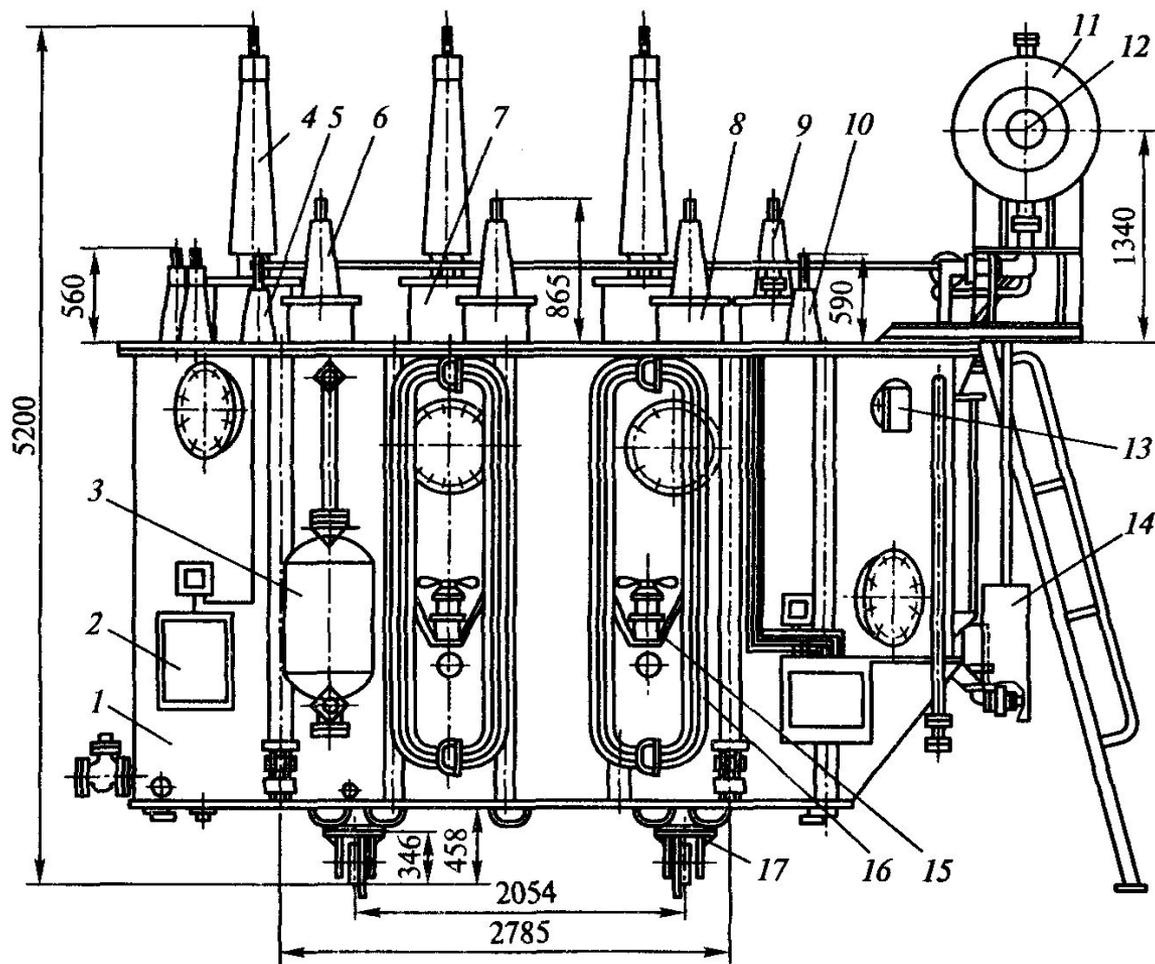


Рис. 2.17. Трансформатор  
 трехфазный  
 трехобмоточный  
 ТДТН-16000/110-80У1:  
 1 – бак; 2 – шкаф  
 автоматического  
 управления дутьем; 3 –  
 термосифонный фильтр; 4  
 – ввод ВН; 5 – ввод НИ; 6 –  
 ввод СН; 7 – установка  
 трансформаторов тока 110  
 кВ; 8 – установка  
 трансформаторов тока 35  
 кВ; 9 – ввод 0 ВН; 10 – ввод  
 0 СН; 11 – расширитель; 12  
 – маслоуказатель  
 стрелочный; 13 – клапан  
 предохранительный; 14 –  
 привод регулятора  
 напряжения; 15 –  
 вентилятор системы  
 охлаждения; 16 –  
 радиатор; 17 – каретка с  
 катками

# Системы охлаждения силовых трансформаторов

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

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

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

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677–85 должно быть не больше: **60 °С** (класс А); **75 °С** (класс Е); **80 °С** (класс В); **100 °С** (класс F); **125 °С** (класс Н).

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

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно (рис. 2.18,а). В таких трансформаторах теплота, выделенная в обмотках и магнитопроводе 2 (выемная часть), передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку 1 и радиаторным трубам 3 (охлаждающая поверхность), передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать 95°С (ПТЭ, п. 5.3.12).

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

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб 5 помещаются вентиляторы 8 (рис. 2.18,б). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55°С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45°С независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой составляет 95°С (ПТЭ, п. 5.3.12).

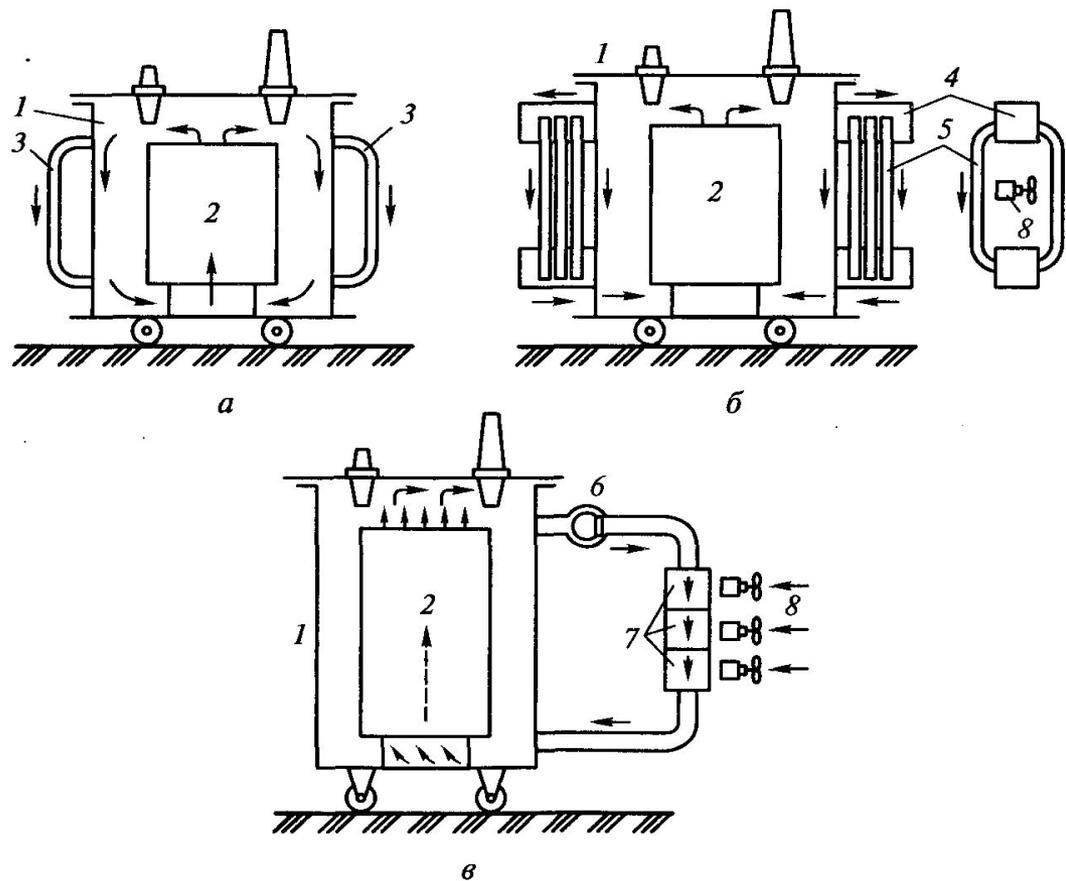


Рис. 2.18. Системы охлаждения трансформаторов:  
 а – типа М; б – типа Д; в – типа ДЦ; 1 – бак; 2 – выемная часть; 3 – охлаждающая поверхность; 4 – коллектор; 5 – трубчатый радиатор; 6 – электронасос; 7 – охладители; 8 – вентиляторы

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

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

Охладители 7 состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором 8. Электронасосы 6, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 2.18, в).

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

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

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

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

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

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,01 МПа (1 Н/см<sup>2</sup>). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВ А и более).

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

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

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

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

число фаз (для однофазных – О; для трехфазных – Т);

вид охлаждения – в соответствии с пояснениями, приведенными выше;

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

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

буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

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

Например, ТДТН-16 000/110-У1 – трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16 000 кВА, напряжением ВН 110 кВ, климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 (на открытом воздухе).

## **Нагрузочная способность силовых трансформаторов**

При выборе мощности трансформаторов нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура охлаждающей среды, условия установки трансформатора могут быть

Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды ее спада трансформатор будет не загружен, т. е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка – это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

*Перегрузка трансформатора – режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.* Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура охлаждающей среды больше принятой расчетной.

**Допустимые систематические нагрузки** трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. На рис. 2.19 изображен суточный график нагрузки, из которого видно, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается.

Максимально допустимая систематическая нагрузка определяется при условии, что наибольшая температура обмотки  $140^{\circ}\text{C}$ , наибольшая температура масла в верхних слоях  $95^{\circ}\text{C}$  и износ изоляции за время максимальной нагрузки такой же, как при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки не превышает  $98^{\circ}\text{C}$  (ГОСТ 14209–85). Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый (см. рис. 2.19).

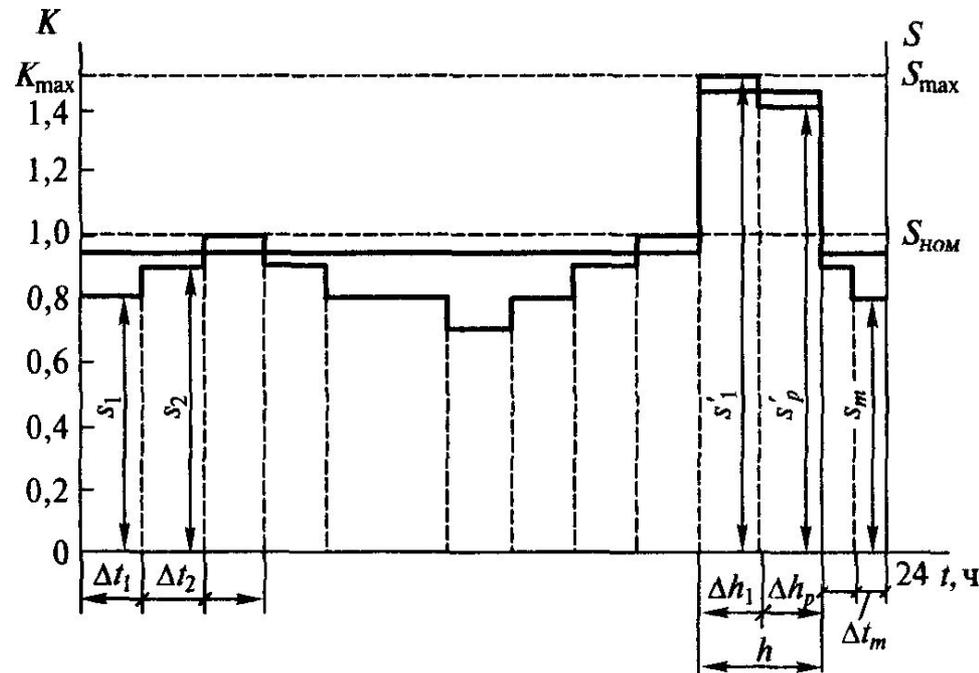


Рис. 2.19. Построение двухступенчатого графика по суточному графику нагрузки трансформатора

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяется по выражению

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2.4)$$

где  $s_1, s_2, \dots, s_m$  – значения нагрузки в интервалах  $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$ .

Коэффициент максимальной нагрузки в интервале  $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(s'_1)^2 \Delta h_1 + (s'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (s'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (2.5)$$

Если  $K'_2 > 0,9K_{\text{max}}$ , то принимают  $K'_2 = K_2$ , если  $K'_2 < 0,9K_{\text{max}}$ , то принимают  $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$ .

Зная среднюю температуру охлаждающей среды за время действия графика ( $\Theta_{\text{охл}}$ ), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц), по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209–85 (для трансформатора до 100 МВА), определяют допустимость относительной нагрузки  $K_2$  и ее продолжительность.

Нагрузка более  $1,5S_{\text{НОМ}}$  должна быть согласована с заводом-изготовителем. Нагрузка более  $2S_{\text{НОМ}}$  не допускается.

**Аварийная перегрузка** разрешается в аварийных случаях, например при выходе из строя параллельно включенного трансформатора.

Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки ( $140^\circ\text{C}$  для трансформаторов напряжением выше 110 кВ

Аварийные перегрузки вызывают повышенный износ витковой изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузкой с износом изоляции ниже нормального.

Допустимая (кратковременная) аварийная перегрузка определяется [1.13, п. 5.3.15]:

*Масляные трансформаторы*

Перегрузка по току, %	30	45	60	75
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20

*Сухие трансформаторы*

Перегрузка по току, %	20	30	40	50
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18

Анализируя приведенные в ГОСТ 14209–85 таблицы допустимых перегрузок, можно сделать вывод, что трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при первоначальной нагрузке  $0,9 S_{\text{НОМ}}$  допускают перегрузку на 40 % в течение 6 ч при температуре охлаждающего воздуха не более 20 °С.

Эту перегрузку имеют в виду, когда определяют расчетные токи в цепях трансформаторов (см. подразд. 4.1).

# Регулирование напряжения трансформаторов

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов. Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения ко вторичному, или

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

где  $w_1$ ,  $w_2$  – число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

Отсюда  $U_2 = U_1 w_2 / w_1$ .

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

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах  $\pm 5\%$ , для чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения:  $+5\%$  и  $-5\%$  (рис. 2.22). Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне  $U_2$ , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление  $-5\%$ , уменьшая тем самым число витков  $w_1$ .

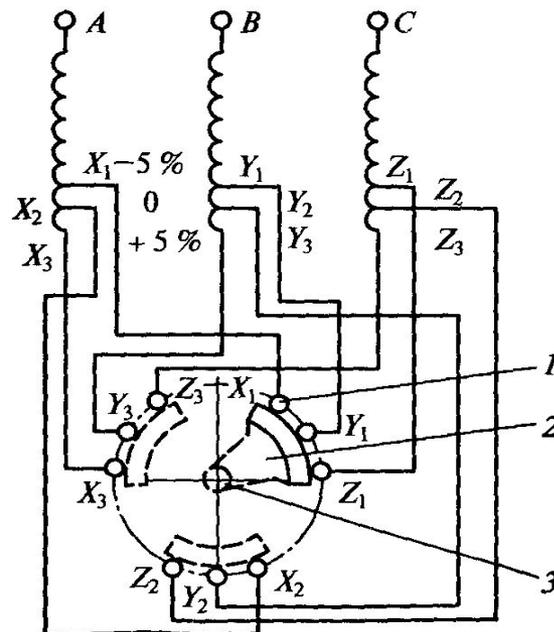


Рис. 2.22. Схема рѹлирования напряжения ПБВ с трехфазным переключателем:

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

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

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

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 2.23). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель П находится в положении II, а избиратель И – на ответвлении 6. Наименьший коэффициент трансформации будет при положении переключателя I, а избирателя – на ответвлении 1.

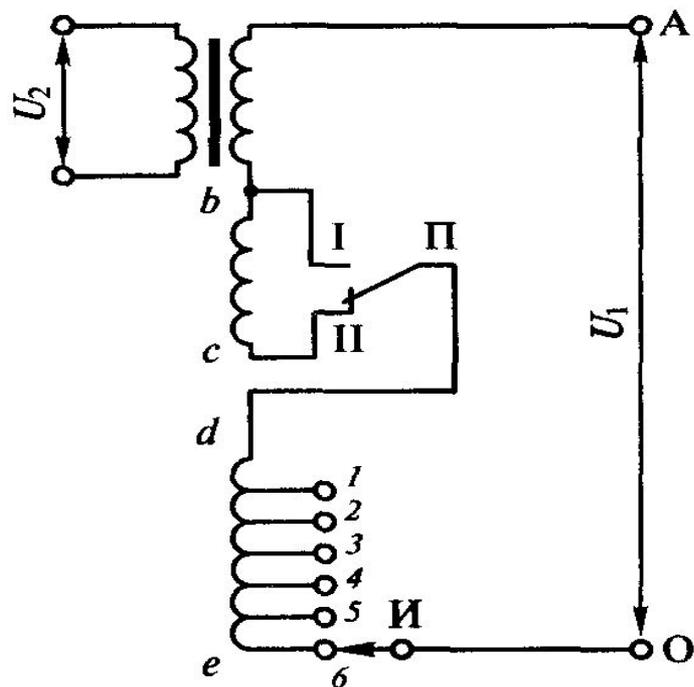


Рис. 2.23. Схема регулирования напряжения РПН:

$Ab$  – основная обмотка;  $bc$  – ступень грубой регулировки;  $de$  – ступени плавной регулировки

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

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 2.24). Они состоят из последовательного трансформатора 2, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора 7, и регулировочного автотрансформатора 3, который меняет эту ЭДС. С помощью таких трансформаторов можно изменять не только напряжение (продольное регулирование), но и его фазу (поперечное регулирование). Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому они дороже и применение их ограничено.

Одним из видов последовательных регулировочных трансформаторов являются линейные регуляторы, которые включаются последовательно в линию или в цепь трансформатора без РПН, обеспечивая регулирование напряжения в пределах  $\pm(10-15)\%$ . Широкое применение линейные регуляторы находят на подстанциях с автотрансформаторами. На стороне СН регулирование напряжения обеспечивается встроенным в автотрансформатор РПН, а на стороне НН устанавливается регулировочный трансформатор, снабженный автоматическим регулированием напряжения. Регулировочные трансформаторы типа ЛТМ выпускаются мощностью 1,6 – 6,3 МВА на напряжение 6–10 кВ, типов ЛТМН, ЛТДН мощностью 16–100 МВА на напряжение до 35 кВ [1.2].

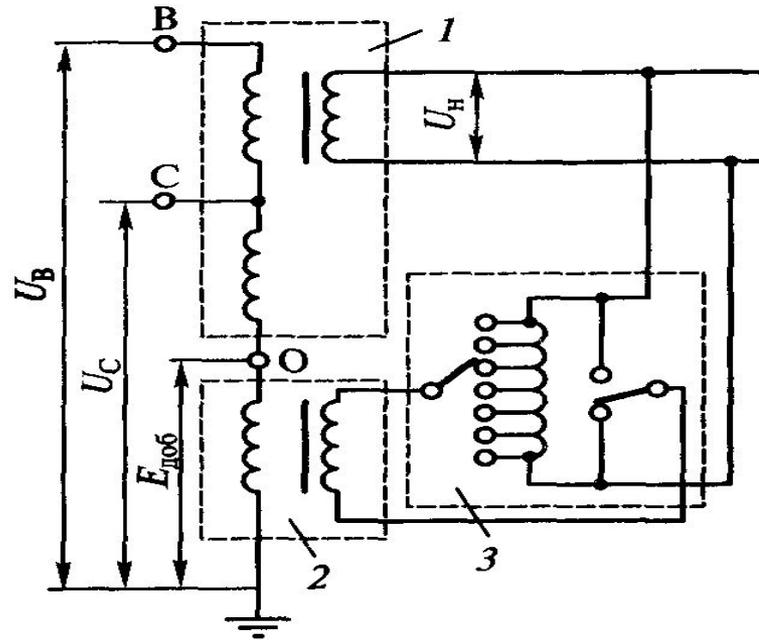


Рис. 2.24. Схе  
 трансформатора в цепь автотрансформатора: 1 – основная обмотка  
 автотрансформатора;  
 2 – последовательный трансформатор; 3 – регулировочный автотрансформатор



