

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

А. Н. Бохан

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2017

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73
Б86

Рецензенты: доц. каф. «Информационные технологии» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *В. И. Токочаков*;
гл. инженер проекта ОАО «Гомельпроект» *С. В. Астапкин*

Бохан, А. Н.
Б86 Проектирование подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие / А. Н. Бохан ;
М-во образования Респ. Беларусь ; Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ
им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ;
32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat
Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-328-8.

Рассмотрены типовые задачи проектирования электрических подстанций систем электро-
снабжения: выбор и технико-экономическое обоснование силовых трансформаторов; трансфор-
маторов собственных нужд; токоведущих частей и высоковольтных аппаратов. Подробно разра-
ботаны вопросы проектирования системы оперативного постоянного тока, а также приведены
расчеты и обоснование режимов заземления нейтрали. Дано описание типовых схем электриче-
ских подстанций и конструкций распределительных устройств.

Для студентов технических специальностей высших учебных заведений, может приме-
няться для курсового и дипломного проектирования.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73

ISBN 978-985-535-328-8

© Бохан А. Н., 2017
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2017

Оглавление

<i>Глава 1. Общая характеристика и классификация трансформаторных подстанций</i>	4
<i>Глава 2. Номинальные параметры и режимы работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов</i>	7
<i>Глава 3. Выбор и технико-экономическое обоснование числа и мощности трансформаторов на подстанции</i>	37
<i>Глава 4. Главные схемы электрических соединений подстанций</i>	50
<i>Глава 5. Собственные нужды электрических подстанций</i>	65
<i>Глава 6. Выбор высоковольтных аппаратов</i>	80
<i>Глава 7. Выбор проводников и изоляторов</i>	111
<i>Глава 8. Выбор источника оперативного тока на подстанциях</i>	151
<i>Глава 9. Режимы заземления нейтрали электроустановок</i>	175
<i>Глава 10. Компоновка и конструкции распределительных устройств</i>	205
<i>Литература</i>	256
<i>Приложения</i>	259

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Трансформаторные подстанции представляют собой электроустановки, предназначенные для преобразования напряжения сетей с целью экономичного распределения электроэнергии.

Классификация подстанций:

- по напряжению сети высокого напряжения;
- по количеству трансформаторов;
- по принадлежности и роли подстанции – районные, системные и потребительские;
- по конструктивному исполнению – открытые, закрытые, блочно-модульные, комплектные;
- в зависимости от положения в сети высокого напряжения: узловые, проходные, на ответвлениях, тупиковые (рис. 1.1).

На подстанциях устанавливаются, как правило, два трансформатора. Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для неответственных потребителей III категории или как первая очередь двухтрансформаторной подстанции.

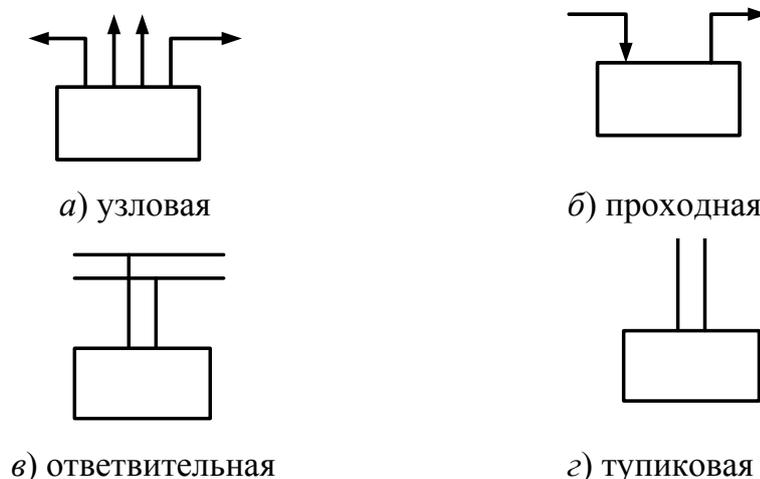


Рис. 1.1. Типы подстанций в зависимости от положения в энергосистеме

При проектировании на первом этапе определяются состав основного оборудования и связи между трансформаторами и распределительными устройствами (РУ) подстанции. К основному оборудованию подстанций относятся трансформаторы и синхронные компенсаторы. На современных подстанциях для компенсации реактивной мощности применяются статические регулируемые источники реактивной мощности.

Факторы, влияющие на выбор структурной схемы:

1. Значение и роль подстанции для энергосистемы.

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

2. Положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей.

Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы. В этом случае через шины происходит переток мощности (транзит) из одной части энергосистемы в другую. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности. Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

3. Категория потребителей по степени надежности электроснабжения.

Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения подразделяют на три категории.

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса и т. п. Электроприемники I категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания, перерыв электроснабжения допускается на время автоматического ввода резерва питания.

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

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого источника питания, который оборудован устройством автоматического включения. Независимыми источниками резервного питания могут быть автономные электростанции (ДЭС), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску про-

дукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или оперативной выездной бригады.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

4. *Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции (подстанции) и прилегающих сетей.*

Типовые структурные схемы подстанций приведены на рис. 1.2.

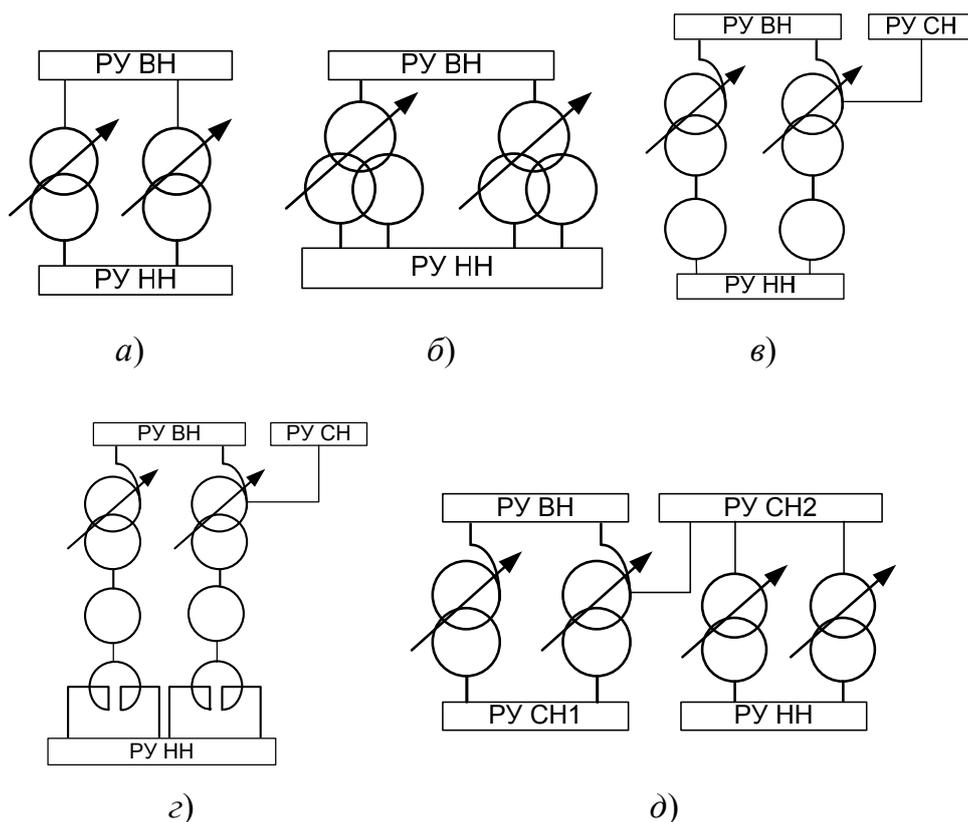


Рис. 1.2. Типовые структурные схемы подстанций:

- а* – схема с двухобмоточными трансформаторами; *б* – схема с трансформаторами с расщепленной обмоткой; *в* – схема с автотрансформаторами и регулировочными трансформаторами; *г* – схема с автотрансформаторами, регулировочными трансформаторами и реакторами; *д* – схема с автотрансформаторами и четырьмя РУ

ГЛАВА 2. НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1. Конструктивные особенности и номинальные параметры трансформаторов и автотрансформаторов различных типов

Номинальные параметры трансформаторов: мощность $S_{\text{ном.т}}$; напряжение $U_{\text{ном}}$; ток $I_{\text{ном}}$; напряжение КЗ $U_{\text{кз}}$; ток холостого хода $I_{\text{хх}}$; потери холостого хода $\Delta P_{\text{хх}}$; потери КЗ $\Delta P_{\text{кз}}$.

Номинальной мощностью трансформатора называется значение полной мощности, с которой может длительно работать трансформатор при номинальных условиях охлаждения, частоте и напряжении.

В табл. 2.1 приведена шкала номинальных мощностей (кВА) трансформаторов в соответствии с ГОСТ 9680–77.

Таблица 2.1

Шкала номинальных мощностей трансформаторов, кВА

10	–	16	–	25	–	40	–	63	–
100	–	160	–	250	–	400	–	630	–
1000	–	1600	–	2500	–	4000	–	6300	–
10000	–	16000	–	25000	32000	40000	–	63000	80000
100000	125000	160000	200000	250000	315000	400000	500000	630000	800000

В зависимости от мощности и номинального напряжения трансформаторы классифицируются также по габаритам (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Габариты трансформаторов

Габарит	Мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ
I	До 100	До 35
II	От 100 до 1000	До 35
III	От 1000 до 6300	До 35
IV	Свыше 6300	До 35
V	До 32000	До 110

Габарит	Мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ
VI	Свыше 32000 до 80000	До 330
VII	Свыше 80000 до 200000	До 330
VIII	Свыше 200000	Более 330

Напряжение КЗ $U_{кз}$ – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней протекает ток, равный номинальному. $U_{кз}$ – характеризует полное сопротивление трансформатора и обусловлено потоками рассеяния. В справочных данных оно указывается в процентах от номинального напряжения. Для трансформаторов мощностью от 10 до 6300 кВА напряжение КЗ $U_{кз}$, как правило, находится в диапазоне 4,5–7,5 %, а свыше 6300 кВА обычно составляет 8 % и больше, в зависимости от мощности и напряжения обмотки ВН.

Ток холостого хода трансформатора I_0 преимущественно является реактивным. Активная составляющая тока холостого хода I_{0a} обусловлена потерями на вихревые токи и гистерезис и не превышает 10 % от общего тока (изменяет его не более чем на 1 %).

Потери холостого хода ΔP_{xx} – это активные потери мощности в стали на перемагничивание и на вихревые токи. В современных трансформаторах уменьшение ΔP_{xx} достигается применением холоднокатанной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше имеющей изотропию магнитных свойств, а также уменьшением толщины листа до 0,2 мм.

Потери мощности КЗ $\Delta P_{кз}$ – обусловлены потерями активной мощности в обмотках трансформатора при протекании токов нагрузки и добавочными потерями, вызванными магнитными полями рассеяния. В справочных данных $\Delta P_{кз}$ указывается при номинальной нагрузке трансформатора. Для трехобмоточных трансформаторов – отдельно для каждой из обмоток. При нагрузке отличной от номинальной потери мощности в обмотках:

$$\Delta P = K_3^2 \Delta P_{кз}, \quad (2.1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Значения ΔP_{xx} , $\Delta P_{кз}$ используются в расчетах, связанных с определением экономичных режимов трансформаторов.

Важной величиной, характеризующей экономичность работы трансформатора, является *коэффициент полезного действия* (КПД), равный отношению активной мощности, отдаваемой трансформатором во вторичную сеть P_2 , к активной мощности P_1 , потребляемой из сети:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}.$$

Первичная активная мощность определяется суммой, которая включает активную мощность вторичной сети P_2 , магнитные потери ΔP_{xx} (потери в стали), электрические потери в первичной и вторичной обмотках $\Delta P_{об}$:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{xx} + \Delta P_{об}.$$

Несложный анализ показывает, что КПД имеет максимум при нагрузке, когда потери в обмотках равны потерям в стали:

$$K_{\text{опт}} = \sqrt{1/R}, \quad (2.2)$$

где $R = \Delta P_{xx} / \Delta P_{кз}$.

В современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98–0,995, причем максимальные значения КПД получаются при $(0,35–0,55)P_{\text{ном}}$. Такая нагрузка обычно соответствует средней нагрузке при эксплуатации трансформатора. Отметим, что в диапазоне нагрузок $(0,3–1,2)P_{\text{ном}}$ КПД трансформатора изменяется относительно мало. Уменьшение *cosφ* нагрузки приводит к уменьшению КПД трансформатора.

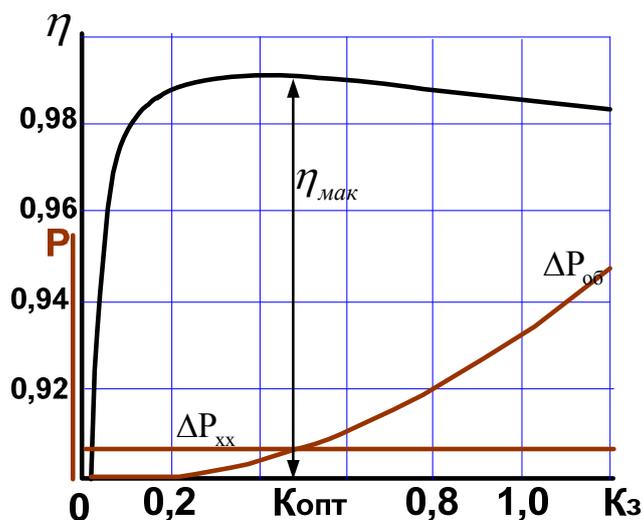


Рис. 2.1. Зависимость КПД от нагрузки

Для подстанций с двумя одинаковыми двухобмоточными трансформаторами можно определить критический коэффициент загрузки, при котором потери мощности будут одинаковы при одном и двух работающих трансформаторах:

$$K_{кр} = \frac{S_{н.кр}}{S_{ном.т}} = \sqrt{2/R}, \quad (2.3)$$

где $S_{н.кр}$ – критическая нагрузка подстанции; $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора.

При оптимизации режимов работы трансформаторной подстанции с целью снижения потерь электроэнергии следует учитывать реальные графики нагрузки и допустимый диапазон изменения нагрузок (зону нечувствительности). Это необходимо, чтобы избежать частых коммутаций трансформаторов, так как при этом возникают перенапряжения и другие условия, снижающие надежность работы оборудования.

Пример 2.1

Для трансформатора ТМГ-100 определить диапазон изменения нагрузок, при котором КПД превышает значение 0,98, при $\cos\varphi = 1$.

Решение

Расчитаем КПД трансформатора:

$$\eta = \frac{K_3 S_{ном.т} \cos\varphi - (P_{xx} + K_3^2 P_{кз})}{S_{наг} \cos\varphi} = 0,98.$$

Решив квадратное уравнение, определим диапазон K_3 , при которых $\eta \geq 0,98$:

$$K_3^2 P_{кз} - 0,02 \cdot K_3 S_{ном.т} \cos\varphi + P_{xx} = 0; \quad K_3^2 - 1,015 \cdot K_3 + 0,152 = 0;$$

$$K_3 = \frac{1,015 \pm \sqrt{1,015^2 - 4 \cdot 0,152}}{2}; \quad K_{31,2} = 0,507 \pm 0,325;$$

$$K_{31} = 0,832; \quad K_{32} = 0,182.$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. По количеству обмоток различают двухобмоточные и трехобмоточные. Трехобмоточные трансформаторы выпускаются с высшим напряжением до 220 кВ, а автотрансформаторы от 220 кВ и выше. Соотношение

номинальных мощностей обмоток высшего, среднего и низкого напряжения может быть соответственно: 100/100/100; 100/100/67; 100/67/100. Сумма нагрузок обмоток низкого и среднего напряжения при этом не должна превышать номинальной. Схема размещения обмоток трехобмоточного трансформатора приведена на рис. 2.2.

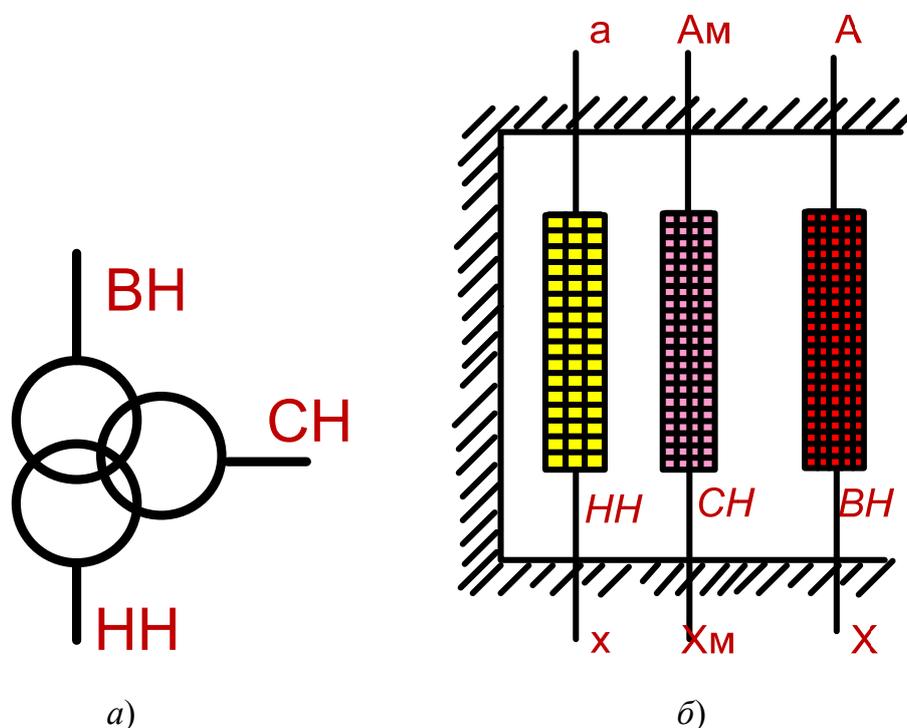


Рис. 2.2. Схемы обмоток трехобмоточного трансформатора: *a* – обозначение на схеме; *б* – размещение обмоток на стержне

Трансформаторы с расщепленной обмоткой (рис. 2.3) являются разновидностью трехобмоточных трансформаторов. Обмотка низкого напряжения может выполняться из двух или более изолированных ветвей. Мощность каждой из расщепленных обмоток определяется выражением

$$S_{p.o} = S_{нн}/n, \quad (2.4)$$

где n – количество расщепленных ветвей.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой является большое сопротивление ветвей, что позволяет уменьшить токи КЗ в распределительных устройствах РУ низкого напряжения подстанций.

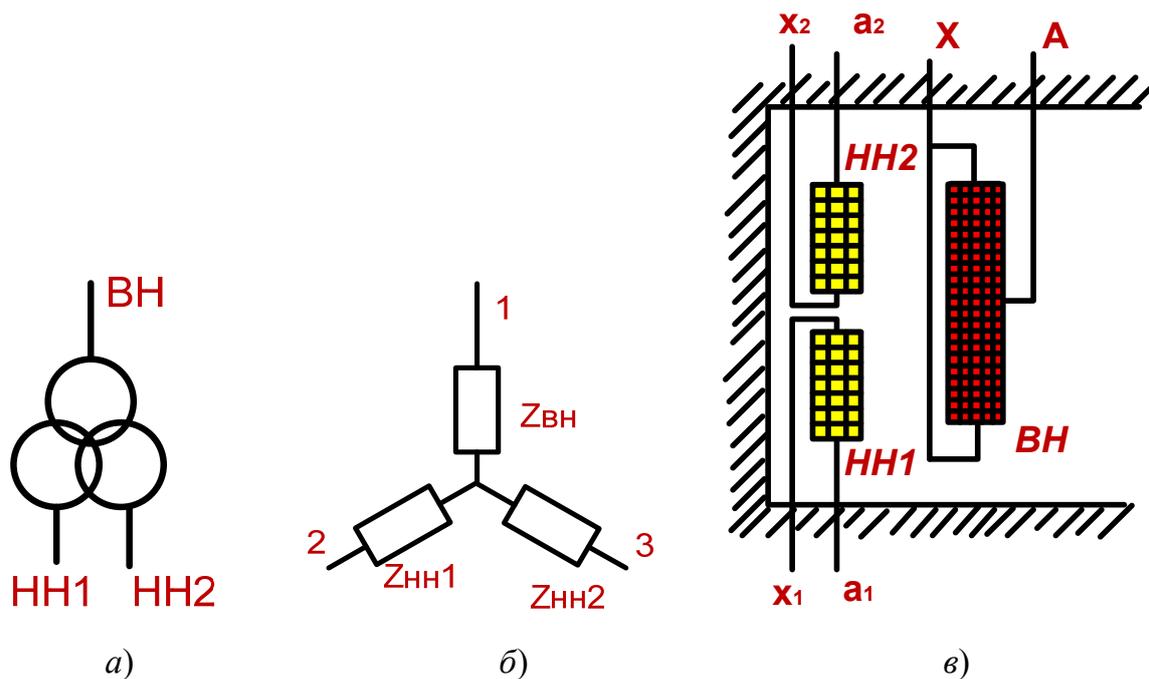


Рис. 2.3. Трансформатор с расщепленной обмоткой:
a – обозначение на схеме; *б* – схема замещения;
в – размещение обмоток на стержне

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой $U_{кз}$ обычно задано между обмоткой высокого напряжения и параллельно соединенными обмотками низкого напряжения ($U_{к.в-н1//н2}$). При этом значения $U_{кз}$ находятся обычно в диапазоне 10–13 % и для отдельных обмоток могут быть определены по выражениям:

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = U_{к.в-н1//н2} \frac{K_p}{2}; \quad (2.5)$$

$$U_{к.в} = U_{к.в-н1//н2} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right),$$

где K_p – коэффициент расщепления, принимается равным $K_p = 3,5$ – для трехфазных трансформаторов; $K_p = 4$ – для группы из трех однофазных трансформаторов.

При расчете токов КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора (при отдельной работе обмоток низкого напряжения) можно принимать: $U_k = 2U_{к.в-н1//н2}$.

В случае если для трансформатора с расщепленной обмоткой значение U_k , приведенное в справочнике, превышает 18,5 %, то следу-

ет уточнить условия проведения опыта КЗ. Обычно, для указанных условий, значения U_k приводятся для раздельной работы обмоток низкого напряжения трансформатора. Применять коэффициент 2 для определения сопротивления трансформатора в данном случае не следует.

Автотрансформаторы. Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор, у которого две обмотки связаны электрически. В отличие от трансформатора, где вся мощность с первичной стороны на вторичную передается электромагнитным полем, в автотрансформаторе часть мощности передается посредством электрической связи без трансформации. В энергосистеме автотрансформаторы применяются для связи электрических сетей с эффективно-заземленной нейтралью (110 кВ и выше). На рис. 2.4 приведены схемы трехобмоточного автотрансформатора.

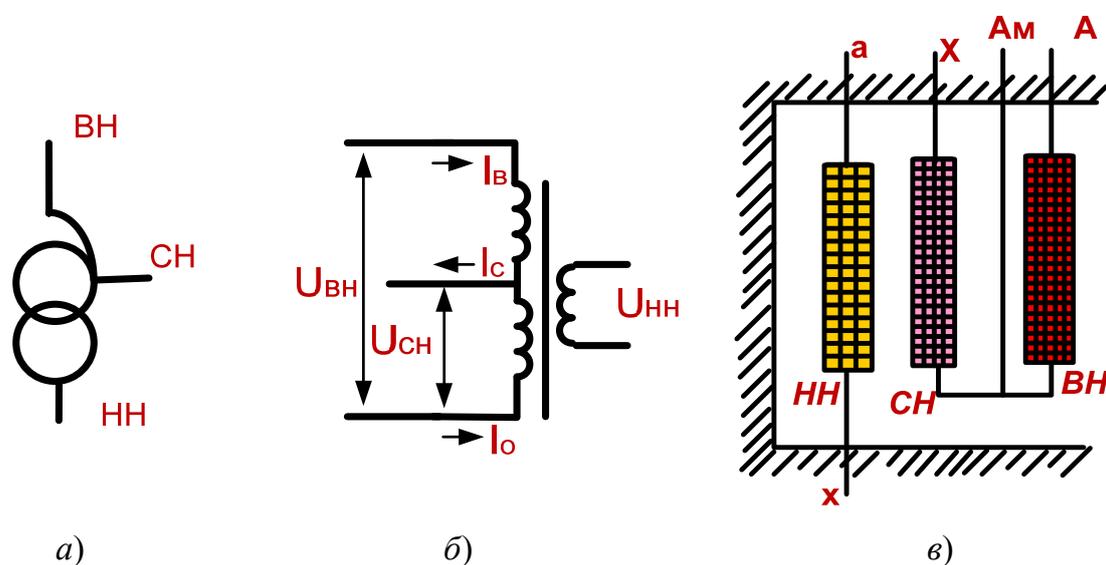


Рис. 2.4. Схемы трехобмоточного автотрансформатора:
 а – обозначение на схеме; б – схема замещения фазы;
 в – размещение обмоток на стержне

Полная мощность, передаваемая из первичной стороны автотрансформатора во вторичную, называется проходной $S_{пр} = I_B U_B \approx I_C U_C$.

Проходная мощность автотрансформатора в номинальном режиме называется номинальной $S_{ном}$.

Мощность, передаваемая электромагнитным полем, называется трансформаторной: $S_{тр} = I_B (U_B - U_C)$. Трансформаторная мощность в номинальном режиме называется типовой $S_{тип}$.

Мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет электрической связи, называется электрической: $S_{эл} = I_B U_C$.

Размеры автотрансформатора определяются в основном магнитопроводом, а следовательно, типовой мощностью. Коэффициент типовой мощности:

$$K_{\text{выг}} = K_{\text{тип}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{(U_{\text{в}} - U_{\text{с}})I_{\text{в}}}{U_{\text{в}}I_{\text{в}}} = 1 - \frac{U_{\text{с}}}{U_{\text{в}}} = 1 - \frac{1}{K_{\text{тр}}}. \quad (2.6)$$

Номинальная мощность обмотки низкого напряжения (электрически не связанной) автотрансформатора всегда меньше (или равна) типовой мощности $S_{\text{тип}}$. Если обмотка НН автотрансформатора не предназначена для подключения нагрузки, а служит для компенсации гармонических составляющих кратных трем и уменьшения сопротивления нулевой последовательности, то номинальная мощность ее обычно не превышает $1/3 S_{\text{тип}}$.

Режимы работы трехобмоточных автотрансформаторов

Особенности конструкций автотрансформаторов накладывают определенные ограничения, которые необходимо учитывать при проектировании электрических станций и подстанций и выборе номинальной мощности автотрансформатора. Чаще всего автотрансформаторы применяются в качестве понижающих, но к обмотке низкого напряжения автотрансформатора могут подключаться также генераторы или синхронные компенсаторы.

Автотрансформаторный режим

При отсутствии нагрузки на обмотке низкого напряжения возможна передача номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ из обмотки ВН в обмотку СН или наоборот. В обоих режимах по общей обмотке проходит разность токов $I_{\text{с}} - I_{\text{в}}$, при этом нагрузка последовательной и общей обмотки не превышает типовую, что допустимо.

Трансформаторный режим при передаче мощности из обмотки НН в обмотку СН или ВН

При этом нагрузка обмотки НН не должна превышать типовую мощность. Условие допустимости режима:

$$S_{\text{нн}} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном.т}}.$$

Если происходит трансформация $S_{\text{тип}}$ из обмотки НН в СН, то общая обмотка загружена также типовой мощностью и дополнительная передача мощности из ВН в СН невозможна, хотя последовательная обмотка не загружена. В трансформаторном режиме при передаче мощности $S_{\text{тип}}$ из обмотки НН в ВН, общая и последовательная обмот-

ки загружены не полностью: $I_o = I_{\Pi} = (K_{\text{выг}} S_{\text{ном.т}}) / \sqrt{3} U_{\text{в}} = K_{\text{выг}} I_{\text{в.ном}}$, поэтому возможна передача дополнительной мощности из обмотки СН в ВН.

Комбинированные режимы

На рис. 2.5, а представлена схема передачи мощности (одна фаза) из обмоток низкого и высокого напряжения в обмотку СН. Передача мощности осуществляется автотрансформаторным путем из обмотки ВН в обмотку СН и трансформаторным путем НН \rightarrow СН. При этом ток в последовательной обмотке: $I_{\text{в}} = I_{\Pi} = S_{\text{вс}} / \sqrt{3} U_{\text{в}}$.

Мощность последовательной обмотки: $S_{\Pi} = \sqrt{3} I_{\Pi} (U_{\text{в}} - U_{\text{с}}) = K_{\text{выг}} S_{\text{вс}}$.

В общей обмотке токи автотрансформаторного и трансформаторных режимов направлены одинаково: $I_o = I_{o(a)} + I_{\text{т}}$. При этом мощность общей обмотки:

$$S_o = \sqrt{3} U_{\text{с}} (I_{o(a)} + I_{\text{т}}) = \sqrt{(K_{\text{выг}} P_{\text{вс}} + P_{\text{нс}})^2 + (K_{\text{выг}} Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}})^2},$$

где $P_{\text{нс}}$ и $Q_{\text{нс}}$ – активная и реактивная мощности, передаваемые из обмотки НН в обмотку СН. Данный комбинированный режим допустим, если мощность общей обмотки не превышает типовую:

$$S_o \leq S_{\text{тип}}.$$

На рис. 2.5, б показана схема передачи мощности из обмоток низкого и среднего напряжения в обмотку ВН. В общей обмотке ток АТ режима направлен встречно току трансформаторного режима, поэтому загрузка обмотки значительно меньше допустимой и в определенных условиях может быть равна нулю. Этот режим ограничивается загрузкой последовательной обмотки:

$$S_{\Pi} = K_{\text{выг}} \sqrt{(P_{\text{св}} + P_{\text{нв}})^2 + (Q_{\text{св}} + Q_{\text{нв}})^2},$$

где $P_{\text{св}}$ и $Q_{\text{св}}$ – активная и реактивная мощности на стороне СН; $P_{\text{нв}}$, $Q_{\text{нв}}$ – на стороне НН.

Комбинированный режим НН \rightarrow ВН, СН \rightarrow ВН допустим, если

$$S_{\Pi} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном.т}}.$$

Если значения $\cos\varphi$ на стороне СН и НН незначительно отличаются друг от друга, то $S_{\Pi} = K_{\text{выг}} S_{\text{в}}$, где $S_{\text{в}} = S_{\text{св}} + S_{\text{нв}}$.

Возможны и другие комбинированные режимы передачи мощности в автотрансформаторе. Во всех случаях следует выполнить анализ возможных режимов, чтобы исключить перегрузку последовательной или общей обмоток АТ.

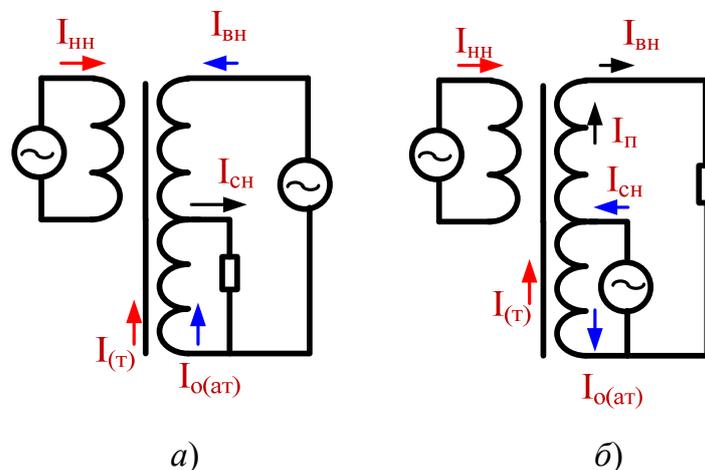


Рис. 2.5. Комбинированные режимы автотрансформатора:
 а – режим передачи мощности в обмотку СН; б – режим передачи мощности в обмотку ВН

Преимущества автотрансформаторов перед трансформаторами той же мощности:

- 1) для изготовления требуется меньше меди, электротехнической и конструкционной стали, изоляционных материалов;
- 2) потери мощности в автотрансформаторе меньше и выше КПД;
- 3) более легкие условия охлаждения.

Существенным недостатком автотрансформаторов является то, что вторичная цепь у них электрически связана с первичной. Поэтому перенапряжения, возникающие в сети высокого напряжения, могут проникать в обмотки среднего напряжения. Трехфазные обмотки ВН и СН, имеющие электрическую связь, соединяются в звезду с заземленной нейтралью. При этом разземление нейтрали в автотрансформаторах не предусматривается. Это приводит к увеличению токов однофазного КЗ.

2.2. Обозначение силовых трансформаторов и характеристика систем охлаждения

Конструкции силовых трансформаторов отличаются большим разнообразием и определяются номинальным напряжением, мощностью, количеством вторичных обмоток, системой охлаждения и др.

При этом структура условного обозначения отражает основные конструктивные особенности и параметры силовых трансформаторов (рис. 2.6).

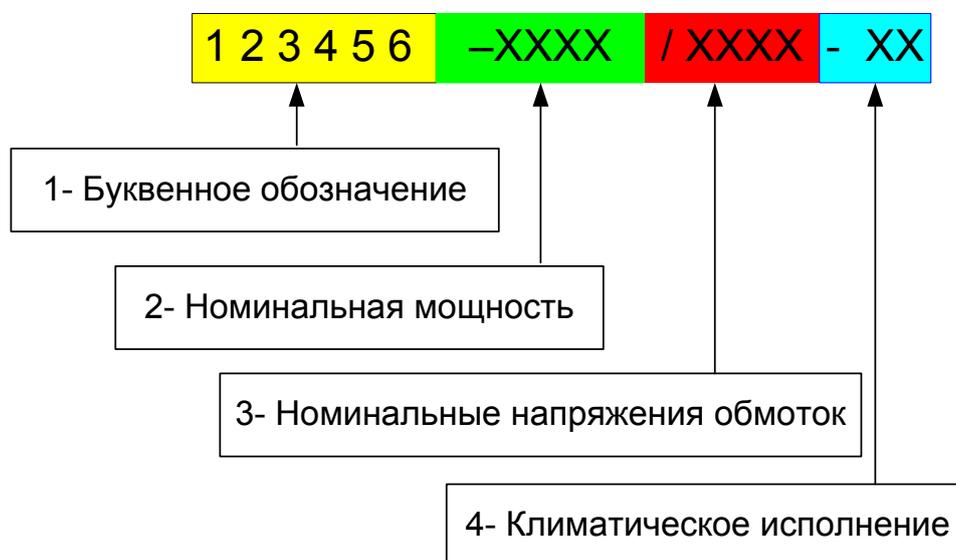


Рис. 2.6. Структура обозначения трансформатора

Буквенное обозначение трансформаторов:

- п. 1-А – для автотрансформаторов;
- п. 2 – трехфазный (Т), однофазный (О);
- п. 3-Р – для трансформаторов с расщепленной обмоткой;
- п. 4 – Тип системы охлаждения трансформатора (С, М, Н...);
- п. 5-Т – для трехобмоточных трансформаторов;
- п. 6-Н – для трансформаторов с РПН.

Системы охлаждения трансформаторов (п. 4):

а) *масляные трансформаторы*: М – естественная циркуляция воздуха и масла; МГ – масляные с естественной циркуляцией при герметичном исполнении; Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; МЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла; НМЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла; ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; НДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла; Ц – принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком;

б) *трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком*: Н – естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком; НД –

охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха; **ННД** – охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;

в) *сухие трансформаторы*: **С** – естественное воздушное при открытом исполнении; **З** – с защитой из азотной подушки без расширителя; **СГ** – естественное воздушное при герметичном исполнении; **Л** – с литой изоляцией.

Пример условного обозначения трансформаторов

• АТДЦТН-125000/220/110/10-УЗ (автотрансформатор; трехфазный; охлаждение с воздушным дутьем и принудительной циркуляцией масла; трехобмоточный; с РПН; номинальная мощность – 125 МВА; номинальные напряжения – 220, 110, 10 кВ; климатическое исполнение У, категория 1).

• ТМГ-100/10-УЗ (трехфазный трансформатор, с масляным естественным охлаждением, герметизированный, мощностью 100 кВА, напряжением 10 кВ, исполнение – У, категория – 3).

Системы охлаждения трансформаторов

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов (С – сухие). Данная система охлаждения применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВА и напряжением до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М). При данной системе происходит естественная конвективная циркуляция масла по баку и радиаторным трубам.

Для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно применяется:

• *Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д)*. В данной системе для интенсификации охлаждения радиаторных труб применяются охладители. Применяется данная система охлаждения для трансформаторов до 100000 кВА.

• *Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ)* применяется для трансформаторов 63000 кВА и выше. Для интенсификации охлаждения применяются вентиляторы и маслонасосы для принудительной циркуляции масла. Как правило, применяется несколько групп охладителей (включающих насосы и вентиляторы), которые включаются в зависимости от нагрузки и температуры масла.

• *Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц)* применяется для мощных трансформаторов на ГЭС.

2.3. Температурные режимы и тепловые процессы при нагреве трансформаторов

При работе трансформатора происходит тепловыделение в стали и обмотках трансформатора, а следовательно, их нагрев. Температура стали, масла и обмоток трансформатора зависят от температуры окружающей среды, нагрузки, системы охлаждения и ряда других факторов. Примерное распределение температур элементов трансформатора по высоте приведено на рис. 2.7.

Стандартом 14209–97 (МЭК 354–91) установлены нормированные значения температур и превышения температуры частей масляного трансформатора для нормальных и аварийных режимов. Расчетные модели и температурные параметры трансформаторов определяются в зависимости от мощности трансформаторов. ГОСТ определяет три основных категории трехфазных силовых трансформаторов, в зависимости от мощности и назначения.

Стандартом определены следующие обозначения основных систем охлаждения масляных трансформаторов (табл. 2.3):

- а) распределительные трансформаторы (с мощностью не превышающей 2,5 МВА);
- б) трансформаторы средней мощности (до 100 МВА) или эквивалентные им;
- в) большой номинальной мощности (более 100 МВА).

Таблица 2.3

Охлаждение масляных трансформаторов

ГОСТ	МЭК	Вид системы охлаждения трансформатора
М	<i>ONAN</i>	Естественная циркуляция воздуха и масла
Д	<i>ONAF</i>	Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла
ДЦ	<i>OFAF</i>	Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла
Ц	<i>OFWF</i>	Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла
НДЦ	<i>ODAF</i>	Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла
НЦ	<i>ODWF</i>	Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла

Номинальная температура охлаждающей среды воздуха $\theta_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора для всех систем охлаждения составляет $\Delta\theta_{hr} = 78 \text{ }^\circ\text{C}$, а температура соответственно $\theta_{hr} = 98 \text{ }^\circ\text{C}$.

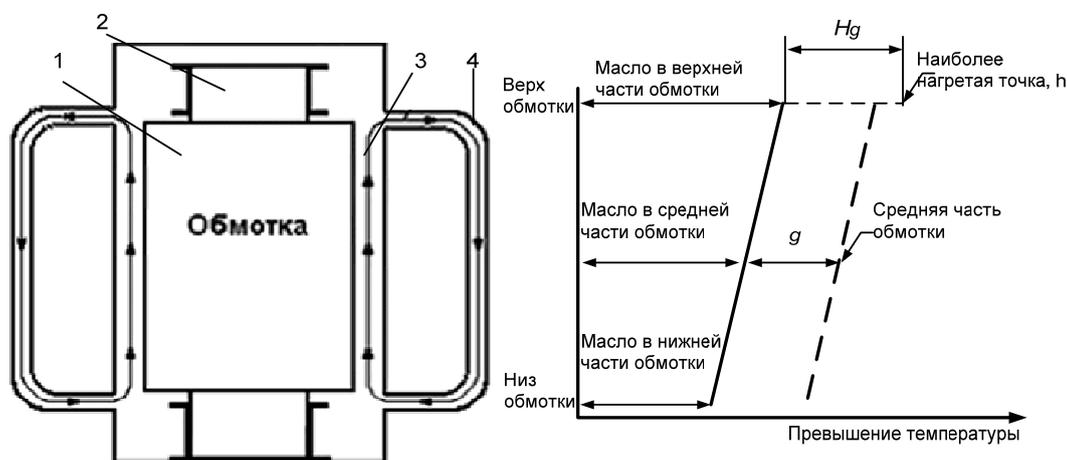


Рис. 2.7. Примерное распределение температур в трансформаторе:
 1 – обмотки; 2 – активная сталь; 3 – масло;
 4 – радиаторы охлаждения

Расчетные константы и номинальные превышения температуры масла и обмоток для трансформаторов с разными системами охлаждения приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Тепловые и температурные характеристики трансформаторов

Показатель		Типы трансформаторов			
		распределительные	средней и большой мощности		
			ONAN (М)	ON (М, Д)	OF (ДЦ, Ц)
Показатель степени масла	x	0,8	0,8	0,9	1,0
Показатель степени обмотки	y	1,6	1,6	1,6	2,0
Отношение потерь	R	5	6	6	6
Коэффициент температуры наиболее нагретой точки	H	1,1	1,3	1,3	1,3
Тепловая постоянная времени масла	τ_0	3,0	2,5	1,5	1,5
Превышение средней температуры обмотки	$\Delta\theta_{wr}$	65	63	63	68

Показатель		Типы трансформаторов			
		распреде- лительные	средней и большой мощности		
			ONAN (М)	ON (М, Д)	OF (ДЦ, Ц)
Градиент температуры наиболее нагретой точки обмотки (масло на выходе из обмотки)	H_{qr}	23	26	22	29
Превышение средней температуры масла	$\Delta\theta_{imr}$	44	43	46	46
Превышение температуры масла на выходе из обмотки	$\Delta\theta_{ir}$	55	52	56	49
Превышение температуры масла в нижней части обмотки	$\Delta\theta_{br}$	33	34	36	43

Примечание. Для видов охлаждения *ON* значения $\Delta\theta_{or}$ принимают равным $\Delta\theta_{ir}$.

Расчет установившейся температуры наиболее нагретой точки обмотки

Вид охлаждения ON (М, Д)

Для вида охлаждения *ON* максимальная температура наиболее нагретой точки при любой нагрузке K равна сумме температуры охлаждающей среды, превышения температуры масла в верхних слоях и разности температур наиболее нагретой точки и масла в верхних слоях:

$$\Delta\theta_{bk} = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + H_{qr} K^y, \quad (2.7)$$

где R – отношение нагрузочных потерь при номинальном токе к потерям холостого хода; K – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta\theta_{bk} = \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x$ – расчетный температурный перепад масла

при заданной нагрузке; $\Delta\theta_{hk} = H_{qr} K^y$ – расчетный температурный перепад обмотки.

Вид охлаждения OF (Д, Ц)

Для вида охлаждения *OF* метод расчета основан на температуре масла в нижней и средней частях обмотки и средней температуре масла. Таким образом, максимальная температура наиболее нагретой

точки при любой нагрузке K равна сумме температуры охлаждающей среды, превышения температуры масла в нижней части обмотки, разности температур масла на выходе из обмотки и в нижней части, а также разности температур наиболее нагретой точки и масла на выходе из обмотки:

$$\Delta\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + 2(\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}) + H_{qr} K^y. \quad (2.8)$$

Вид охлаждения OD (НМЦ, НДЦ)

Для вида охлаждения OD метод расчета в основном такой же, как и для вида охлаждения OF , за исключением того, что к значению θ_h , добавляется поправка на изменение омического сопротивления обмоток от температуры (при $K > 1$):

$$\theta'_h = \theta_h + 0,15(\theta_h - \theta_{hr}), \quad (2.9)$$

где θ_h рассчитывают по формуле (2.8) без учета влияния изменений омического сопротивления; θ_{hr} – температура наиболее нагретой точки при номинальной нагрузке.

Пример 2.1

Определить температуру обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке для следующих исходных данных: температура окружающей среды $\theta_a = 25$ °С, коэффициент загрузки трансформатора $K = 0,8$. Система охлаждения Д (ON).

Решение

Из выражения (2.7):

$$\theta_h = 25 + 52 \left(\frac{1 + 6 \times 0,8^2}{1 + 6} \right)^{0,8} + 26 \cdot 0,8^{1,6} = 25 + 38,6 + 17,5 = 81,1 \text{ °С.}$$

Пример 2.2

Определить температуру установившегося режима в наиболее нагретой точке обмотки трансформатора ТРДЦН-100000 для следующих исходных данных: температура окружающей среды $\theta_a = 35$ °С, коэффициент загрузки трансформатора $K = 0,9$. Система охлаждения ДЦ (OF).

Решение

Из выражения (2.8) определяем температуру наиболее нагретой точки обмотки:

$$\begin{aligned}\theta_h &= \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + 2(\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}) + H_{qr} K^y = \\ &= 35 + 36 \left(\frac{1 + 6 \cdot 0,9^2}{1 + 6} \right)^1 + 2(46 - 36) + 22 \cdot 0,9^{1,6} = \\ &= 35 + 30,1 + 20 + 18,6 = 103,7 \text{ }^\circ\text{C}.\end{aligned}$$

Расчет температуры трансформатора в переходном тепловом режиме

На практике нагрузка трансформаторов не остается неизменной. Суточный график нагрузки может быть представлен ступенчатым, с нагрузками K_i и продолжительностью ступеней τ_i . Количество ступеней выбирается в зависимости от требуемой точности расчета и особенностей фактического графика нагрузки.

Эквивалентная нагрузка за определенный период времени:

$$S_{\text{эк}} = S_{\text{н}} \sqrt{\frac{\sum K_i^2 \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}. \quad (2.10)$$

Условная температура обмотки в наиболее нагретой точке, при которой износ изоляции класса А равен 1, что соответствует номинальному сроку службы трансформатора, $\theta_{hr} = 98 \text{ }^\circ\text{C}$.

Нагрев трансформатора определяется уравнением теплового баланса:

$$\Delta P dt = GC d\theta + KF dt, \quad (2.11)$$

где ΔP – потери мощности в трансформаторе; G и C – соответственно, эквивалентная масса и теплоемкость трансформатора, обусловленные в основном маслом и сталью; K и F – соответственно, коэффициент и площадь поверхности теплопередачи.

Силовой трансформатор является неоднородным телом, поэтому фактически изменение температуры происходит по более сложным характеристикам.

Превышение температуры масла верхних слоев в переходных режимах определяется по выражению

$$\Delta\theta_{b1} = \Delta\theta_{b0} + (\Delta\theta_{bu1} - \Delta\theta_{bu0})(1 - e^{-\Delta t/\tau_0}), \quad (2.12)$$

где Δt – продолжительность ступени нагрузки, ч; $\tau_o = \frac{GC}{KF}$ – тепловая постоянная времени трансформатора (масла) (1,5–3,5 ч); $\Delta\theta_{b0}$ – температурный перепад масла предшествующий изменению нагрузки; $\Delta\theta_{bu1}$ – температурный перепад масла установившегося режима, соответствующий второй ступени нагрузки.

Меньшие значения постоянных времени (τ_o) относятся к трансформаторам с более интенсивными системами охлаждения.

Тепловая постоянная времени обмоток трансформатора τ_w значительно меньше приведенных выше значений постоянной времени трансформатора τ_o и составляет несколько минут (5–10). Согласно ГОСТ 14209–97 рекомендуется в расчетах по определению температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора при продолжительности ступени нагрузки более 0,5 ч принимать, что превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла $\Delta\theta_h$ устанавливается мгновенно.

Пример 2.3

Определить изменение температуры и максимальную температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора ТРДН-25000 для графика нагрузки (рис. 2.8). Температура окружающей среды $\vartheta_{окр} = 20$ °С, а начальное превышение температуры масла составляет (в конце нулевой ступени нагрузки) $\Delta\theta_{bi} = 14,7$ °С. Исходное превышение температуры наиболее нагретой точки трансформатора ($K_0 = 0,2$) $\Delta\theta_h = 1,8$ °С. Система охлаждения трансформатора Д (ОН). $P_{кз} = 120$ кВт; $P_{хх} = 25$ кВт. Тепловая постоянная времени составляет $\tau_o = 2,5$ ч.

Решение

Определяем коэффициент $R = 120/25 = 4,8$.

По формуле (2.7) определяем температурный перепад масла в установившемся режиме для коэффициентов нагрузки приведенных на графике.

Расчетная установившаяся температура наиболее нагретой точки обмотки при заданной нагрузке K :

$$\Delta\theta_{hk} = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + H_{qr} K^y = \theta_a + \Delta\theta_{bk} + \Delta\theta_{hk},$$

где $\Delta\theta_{bk}$ – температурный перепад масла для заданной нагрузки;
 $\Delta\theta_{hk}$ – температурный перепад наиболее нагретой точки обмотки.

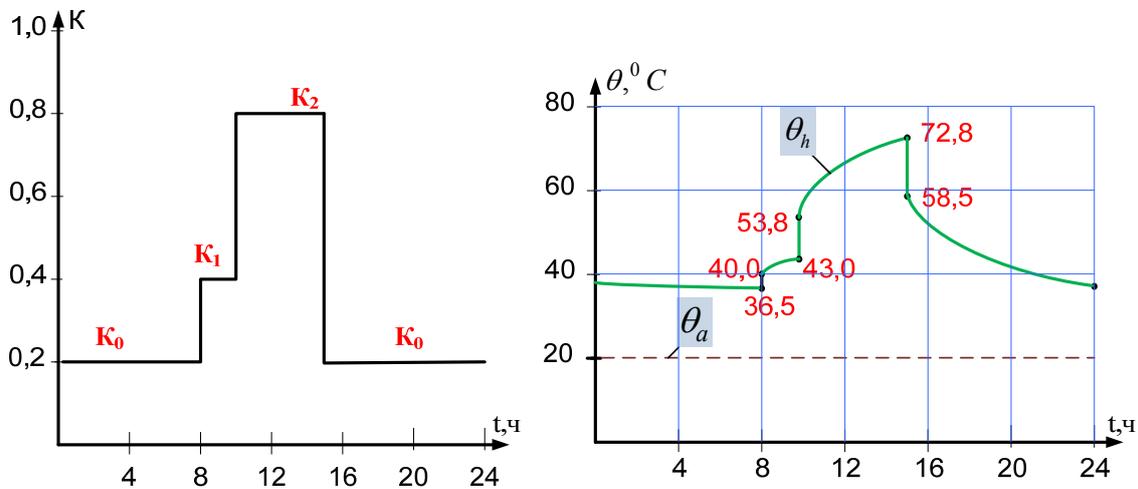


Рис. 2.8. Изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора

Определим расчетный температурный перепад масла установившегося режима для каждой ступени нагрузки по выражению:

$$\Delta\theta_{bk} = \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x;$$

$$\Delta\theta_{bk0} = 52 \left(\frac{1 + 4,8 \cdot 0,2^2}{1 + 4,8} \right)^{0,8} = 14,7 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{bk1} = 52 \left(\frac{1 + 4,8 \cdot 0,4^2}{1 + 4,8} \right)^{0,8} = 20,1 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{bk2} = 52 \left(\frac{1 + 4,8 \cdot 0,8^2}{1 + 4,8} \right)^{0,8} = 39,2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Температурный перепад наиболее нагретой точки обмотки установившегося режима $\Delta\theta_{hk}$ (2.7): $\Delta\theta_{hk0} = 26 \cdot 0,2^{1,6} = 2,0 \text{ } ^\circ\text{C};$
 $\Delta\theta_{hk1} = 26 \cdot 0,4^{1,6} = 6,0 \text{ } ^\circ\text{C};$ $\Delta\theta_{hk2} = 26 \cdot 0,8^{1,6} = 18,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Температурный перепад масла в конце ступени нагрузки:

– начальная ступень $\Delta\theta_{bk0} = 14,7 \text{ }^\circ\text{C}$;

– первая ступень нагрузки Δt_1 :

$$\Delta\theta_{bt1} = 14,7 + (20,1 - 14,7)(1 - e^{-\frac{2}{2,5}}) = 17,7 \text{ }^\circ\text{C};$$

– вторая ступень нагрузки Δt_2 :

$$\Delta\theta_{bt2} = 17,7 + (39,2 - 17,7)(1 - e^{-\frac{5}{2,5}}) = 36,75 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Максимальная температура наиболее нагретой точки в конце второй ступени нагрузки $\theta_{h\max} = \theta_a + \Delta\theta_{bt2} + \Delta\theta_{hk2} = 20 + 36,7 + 18,2 = 74,9 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.4. Тепловое старение изоляции трансформаторов

При повышении температуры изоляции в соответствии с законом Аррениуса ускоряются химические реакции (главным образом окислительные). Зависимость среднего срока службы от температуры при изменении последней в пределах от 80 до 140 °С может быть представлена выражением Монтсингер

$$F = Ae^{-\rho h\theta}, \quad (2.13)$$

где A и ρ – постоянные, зависящие от вида изоляции; θ – температура в наиболее нагретой точке.

Для изоляции класса А постоянная $\rho = 0,1155$.

Относительный срок службы изоляции:

$$F_* = \frac{F}{F_{\text{НОМ}}} = e^{-\rho(\theta - \theta_{hr})}. \quad (2.14)$$

Величина, обратная относительному сроку службы, называется относительная скорость износа изоляции:

$$V = e^{\rho(\theta - \theta_{hr})} = 2^{\rho(\theta - \theta_{hr})/0,693} = 2^{(\theta - \theta_{hr})/\Delta}, \quad (2.15)$$

где $1/0,693 = \ln e / \ln 2$; $\Delta = 0,693 / \rho = 0,693 / 0,1155 = 6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Постоянная Δ принимается равной 6 °С. При оценке процессов старения изоляции трансформаторов применяют шестиградусное правило. Это означает, что при изменении температуры на каждые 6 °С

относительный износ и, соответственно, срок службы изоляции изменятся в два раза.

При номинальной температуре изоляции $\theta_{hr} = 98\text{ }^{\circ}\text{C}$ относительный износ изоляции равен единице.

Износ изоляции при температуре отличной от номинальной (θ_{hr}) за время t может быть определен как Vt .

Относительный износ изоляции (сокращение срока службы) в течение заданного периода времени можно определить как сумму износов на участках, в пределах которых температуру можно считать неизменной:

$$L = \frac{1}{t} \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{или} \quad L = \frac{1}{N} \sum_0^N V_i, \quad (2.16)$$

где N – количество равных интервалов времени; V_i – износ изоляции на i -м интервале времени.

При определении относительного износа изоляции следует учитывать не только изменение нагрузки трансформатора, но и изменение температуры окружающей среды. Средние значения эквивалентных температур для областных центров Республики Беларусь приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Город	Эквивалентная температура, $^{\circ}\text{C}$		
	Годовая	Зимняя	Летняя
Минск	9,5	-5,9	16,8
Брест	11,0	-3,4	17,9
Витебск	9,4	-6,7	16,9
Гомель	10,4	-5,9	17,7
Гродно	10,1	-4,1	17,1
Могилев	9,7	-6,5	15,1

Износом изоляции на интервалах времени, где температура обмотки меньше $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, можно пренебрегать.

2.5. Аварийные и систематические перегрузки

Опыт эксплуатации трансформаторов показал, что трансформаторы могут часть суток (года) работать с нагрузкой, превышающей номинальную, если другую часть рассматриваемого периода их на-

грузка меньше номинальной. Учет указанных возможностей позволяет уменьшить эквивалентные затраты на электроустановку и обеспечить необходимую надежность электроснабжения. Перегрузка трансформатора допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

Систематические перегрузки трансформаторов. Критерием допустимости систематической перегрузки (табл. 2.6) является износ изоляции, который при фактическом графике нагрузки за расчетный период не должен превышать износ при постоянной номинальной нагрузке и температуре наиболее нагретой точки обмотки 98 °С (номинальный). Различают суточные и годовые систематические перегрузки. Для систематических перегрузок, согласно ГОСТ 14209–97, максимально допустимая температура масла в верхних слоях $\theta_{\text{оmax}}$ не должна превышать 105 °С.

Таблица 2.6

Предельные параметры для систематических перегрузок

Наименование	Трансформаторы		
	распределительные	средней мощности	большой мощности
Максимальная нагрузка (K_3), о. е.	1,5	1,5	1,3
Максимально допустимая температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	140	140	120

Расчеты допустимых перегрузок связаны с определением износа изоляции. Для точных расчетов требуется большой объем вычислительной работы. Поэтому получили применение упрощенные расчеты по таблицам, составленным для двухступенчатых графиков суточной нагрузки с параметрами K_1 , K_2 , t (ГОСТ 14209–97). Здесь K_1 и K_2 соответственно коэффициенты предварительной загрузки трансформатора и перегрузки; t – допустимая длительность перегрузки, ч. Для определения допустимой длительности перегрузок трансформаторов по таблицам следует преобразовать фактический график нагрузки в эквивалентный двухступенчатый. Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый график (рис. 2.9) следует выполнять в следующей последовательности:

а) на исходном графике провести линию номинальной нагрузки $S_{\text{НОМ}}$ или номинального тока $I_{\text{НОМ}}$;

б) пересечением линии номинальной нагрузки $K = 1$ с исходным графиком на интервале времени T графика выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h' ;

в) оставшуюся часть исходного графика нагрузки разбить на m интервалов Δt_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения s_1, s_2, \dots, s_m ;

г) начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика следует рассчитывать по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}; \quad (2.17)$$

д) участок перегрузки h' на исходном графике разбить на p интервалов Δh_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения s'_1, s'_2, \dots, s'_p ;

е) K'_2 эквивалентного графика предварительно рассчитывать по формуле

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(s'_1)^2 \Delta h_1 + (s'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (s'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (2.18)$$

Затем следует сравнить полученное значение K'_2 с K_{max} исходного графика нагрузки; если $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$, то следует принимать $K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0,9K_{\text{max}}$, то следует принимать $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, а продолжительность перегрузки h в этом случае следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9K_{\text{max}})^2}. \quad (2.19)$$

В таблицах приложений (П.1.1(С)–П.1.32(С)) приведены параметры допустимых систематических перегрузок при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от -25 до $+40$ °С.

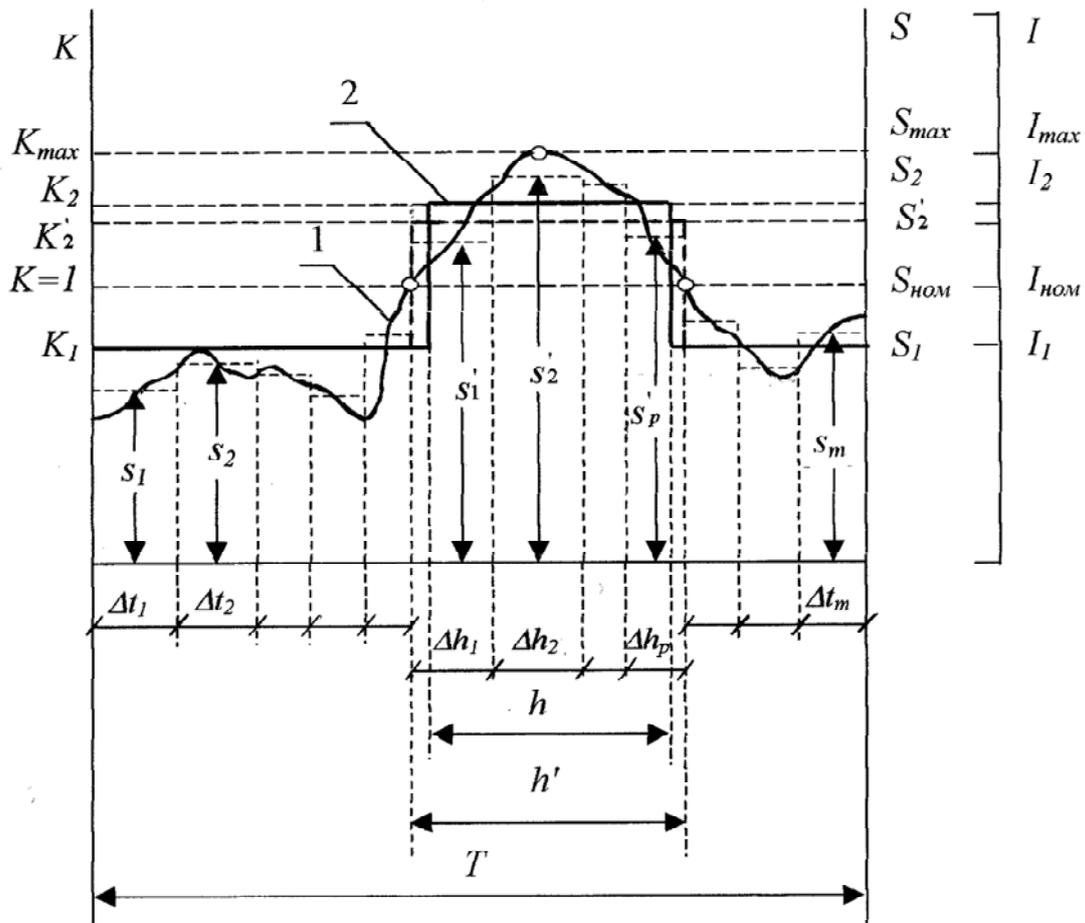


Рис. 2.9. Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный график:

1 – заданный график нагрузки; 2 – двухступенчатый
прямоугольный график нагрузки

Пример 2.4

Для трансформатора ТМН-6300/10 определить температуру наиболее нагретой точки (θ_h) и относительный износ изоляции (V). Определить также допустимую продолжительность ($t_{доп}$) систематической перегрузки. Исходные данные для расчета: двухступенчатый график нагрузки ($K_1 = 0,57$; $t_1 = 22$ ч и $K_2 = 1,42$; $t_2 = 2$ ч) и температура воздуха $\theta_a = 16$ °С.

Решение

Система охлаждения *ONAN* (M); $\tau_o = 3,0$ ч; $\Delta\theta_{or} = 55$ °С; $\Delta H_{gr} = 23$ °С; $R = 5$; $X = 0,8$; $Y = 1,6$.

На рис. 2.10 приведены графики изменения нагрузки трансформатора и температуры наиболее нагретой точки обмотки.

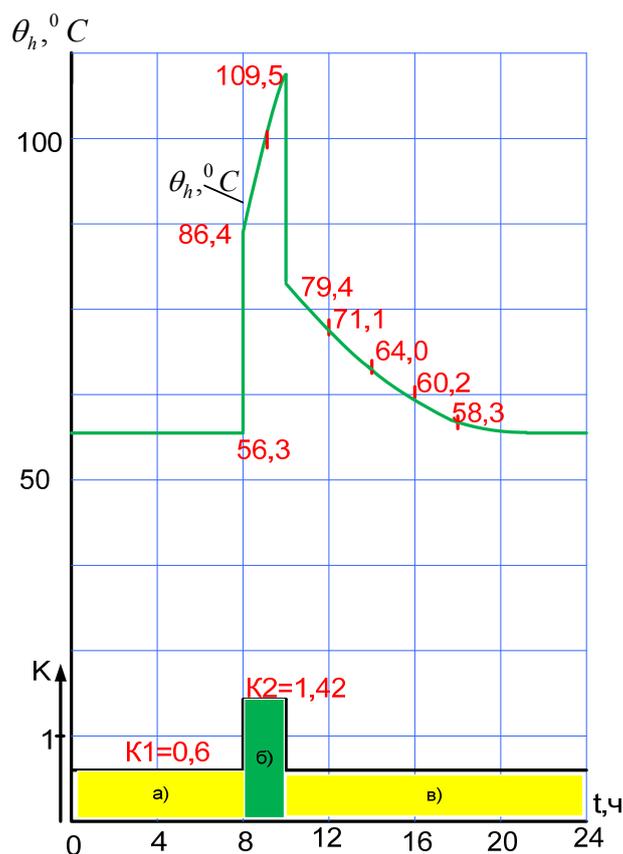


Рис. 2.10. Изменение температуры наиболее нагретой точки при двухступенчатом графике нагрузки

График содержит три участка:

a – участок неизменной температуры продолжительностью 8 ч;

б – участок повышения температуры продолжительностью $t = 2$ ч;

в – участок снижения температуры продолжительностью 14 ч.

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Delta\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x + H_{gr} \cdot K^y.$$

Определим расчетный температурный перепад масла установившегося режима для каждой ступени нагрузки по выражению:

$$\Delta\theta_{bk} = \Delta\theta_{or} \left(\frac{1 + RK^2}{1 + R} \right)^x; \quad \theta_{bk1} = 55 \left(\frac{1 + 5,0 \cdot 0,6^2}{1 + 5,0} \right)^{0,8} = 30,1 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\theta_{bk2} = 55 \left(\frac{1 + 5,0 \cdot 1,42^2}{1 + 5,0} \right)^{0,8} = 89,8 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температурный перепад наиболее нагретой точки обмотки установившегося режима $\Delta\theta_{hk}$ (2.7): $\Delta\theta_{hk1} = 23 \cdot 0,6^{1,6} = 10,2 \text{ }^\circ\text{C}$; $\Delta\theta_{hk2} = 23 \cdot 1,42^{1,6} = 40,31 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температурный перепад масла в конце первой ступени нагрузки.

Температура наиболее нагретой точки установившегося режима на первом участке (а):

$$\Delta\theta_{ha1} = \theta_a + \Delta\theta_{bk1} + \Delta\theta_{hk1} = 16 + 30,1 + 10,2 = 56,3 \text{ }^\circ\text{C},$$

где $\Delta\theta_{hk1} = 10,2 \text{ }^\circ\text{C}$; $\Delta\theta_{bk1} = 30,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура наиболее нагретой точки в начале второго участка (б):

$$\Delta\theta_{hb0} = \theta_a + \Delta\theta_{bk1} + \Delta\theta_{hk2} = 16 + 30,1 + 40,31 = 86,41 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура наиболее нагретой точки в середине и конце второго участка (в):

$$\Delta\theta_{hb0} = \theta_a + \Delta\theta_{b\sigma1} + \Delta\theta_{h\sigma2} = 16 + 47,03 + 40,31 = 103,34 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$\Delta\theta_{hb2} = \theta_a + \Delta\theta_{b\sigma2} + \Delta\theta_{h\sigma2} = 16 + 59,16 + 40,31 = 109,47 \text{ }^\circ\text{C},$$

где температурные перепады масла:

$$\Delta\theta_{q\sigma1} = 30,1 + (89,8 - 30,1)(1 - e^{-\frac{1}{3}}) = 47,03 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{q\sigma2} = 30,1 + (89,8 - 30,1)(1 - e^{-\frac{2}{3}}) = 59,16 \text{ }^\circ\text{C}.$$

На участке (в) снижения температуры определим изменение температуры для шести временных интервалов. Участки 1, 2 – через 1 ч ($\tau_0/3$); интервалы 3, 4, 5 – 2 ч; участок 6 – 6 ч. Температурный перепад масла:

$$\Delta\theta_{q\sigma i} = (\theta_{qt2} - \theta_{bu1})e^{-\Delta t/\tau_0} = (59,16 - 30,1)e^{-\Delta t/\tau_0};$$

$$\Delta\theta_{q\sigma1} = 29,06e^{-1/3} = 29,06 \cdot 0,72 = 20,82 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{q\sigma2} = 29,06e^{-2/3} = 29,06 \cdot 0,51 = 14,82 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{q\sigma3} = 29,06e^{-4/3} = 29,06 \cdot 0,263 = 7,65 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{q_6,4} = 29,06e^{-2} = 29,06 \cdot 0,135 = 3,93 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{q_6,5} = 29,06e^{-8/3} = 29,06 \cdot 0,069 = 2,00 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Изменение температуры наиболее нагретой точки (участок *в*):

$$\theta_{h_6,1} = \theta_a + \Delta\theta_{q_6,1} + \Delta\theta_{hk1} = 16 + 20,8 + 40,3 = 77,1 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\theta_{h_6,2} = 16 + 14,8 + 40,3 = 71,1 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\theta_{h_6,3} = 16 + 7,65 + 40,3 = 63,95 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\theta_{h_6,4} = 16 + 3,9 + 40,3 = 60,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\theta_{h_6,5} = 16 + 2,0 + 40,3 = 58,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Определим относительный суточный износ изоляции (*V*).

Он является суммой относительных износов V_i по каждому интервалу t_i , на которые разделяется график θ_{ht} .

Участок неизменной температуры (*a*) принимается за один интервал (8 ч):

$$V_a = \frac{\Delta t}{24} 2^{\rho(\theta - \theta_{hr})/0,693} = \frac{8}{24} 2^{(56,3 - 98)/6} = 0,333 \cdot 0,008 = 0,0027.$$

Участок повышения температуры (*б*) рассмотрим как два интервала по 1 ч. Для первого интервала – средняя температура:

$$\theta_{h_{ср1}} = (103,34 + 56,3)/2 = 79,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$V_{б1} = \frac{1}{24} 2^{\rho(\theta - \theta_{hr})/0,693} = 0,042 \cdot 2^{(79,8 - 98)/6} = 0,005;$$

$$V_{б2} = 0,042 \cdot 2^{(106,4 - 98)/6} = 0,11.$$

Участок снижения температуры (*в*) 1 и 2 продолжительностью по 1 ч каждый:

$$V_{в1} = 0,042 \cdot 2^{(93,25 - 98)/6} = 0,024; \quad V_{в2} = 0,042 \cdot 2^{(74,1 - 98)/6} = 0,003;$$

3, 4 и 5 продолжительностью по 2 ч каждый:

$$V_{e3} = 0,083 \cdot 2^{(67,55-98)/6} = 0,0025; \quad V_{e4} = 0,083 \cdot 2^{(62,1-98)/6} = 0,0013;$$

$$V_{e5} = 0,08 \cdot 2^{(59,25-98)/6} = 0,0011;$$

6 – продолжительностью по 6 ч:

$$V_{e6} = 0,25 \cdot 2^{(57,3-98)/6} = 0,0023.$$

По найденным значениям V_i определим относительный суточный износ изоляции:

$$V = \sum_1^9 V_i = 0,0027 + 0,005 + 0,11 + 0,024 + 0,03 + 0,0025 + \\ + 0,0013 + 0,0011 + 0,0023 = 0,182.$$

По табл. П.1.5(С), П.1.6(С) определяем допустимую продолжительность перегрузки при $K_1 = 0,6$ и $K_2 = 1,42$ и температуре воздуха $\theta_a = 16$ °С. Допустимая продолжительность систематической перегрузки получена интерполяцией смежных значений и составляет $h = 3,5$ ч.

Аварийные перегрузки трансформаторов. Такой режим допускается в исключительных условиях; чтобы не допустить перерыв электроснабжения. В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный, но при этом не должно происходить ослабления изоляции, приводящее к ее пробое.

Максимальная температура масла в верхних слоях трансформатора не должна превышать 115 °С. Максимальная допустимая аварийная перегрузка и температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформатора зависит от типа трансформатора и длительности перегрузки (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Предельные параметры для аварийных перегрузок

Наименование	Трансформаторы		
	распределительные	средней мощности	большой мощности
<i>Для продолжительных аварийных перегрузок</i>			
Максимальная нагрузка (K_3), о. е.	1,8	1,5	1,3
Максимально допустимая температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	150	140	130

Наименование	Трансформаторы		
	распреде- лительные	средней мощности	большой мощности
<i>Для кратковременных аварийных перегрузок</i>			
Максимальная нагрузка (K_3), о. е.	2,0	1,8	1,5
Максимально допустимая температура наиболее нагретой точки обмотки (по п. 1.5.2), °С	160	160	160

ГОСТ 14209–97 позволяет определять допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды в диапазоне от -25 до $+40$ °С. В табл. 2.8 приведены допустимые аварийные перегрузки, определяемые по упрощенной методике, без учета коэффициента предварительной загрузки.

Допустимую длительность перегрузки и относительный износ изоляции для температуры охлаждающей среды 20 °С при аварийных перегрузках для двухступенчатого графика нагрузки можно определить по табл. П.1.33(А)–П.1.55(А). Таблицы составлены для четырех категорий трансформаторов (распределительные – *ONAN*; средней и большой мощности – *ON*; *OF*; *OD*), соответствующих тепловым характеристикам трансформаторов ГОСТ 14209–97 (табл. 2.4), для шести временных интервалов (от 0,5 до 24 ч). Превышение температуры наиболее нагретой точки и суточное сокращение срока службы для этих аварийных режимов рассчитывались на основе циклического режима.

Суточный износ изоляции при температуре окружающей среды отличной от номинальной корректируется посредством коэффициентов K_θ , приведенных в табл. 2.9.

Допустимость режима определяется по расчетной температуре наиболее нагретой точки θ_h , которая не должна превышать значений, приведенных в табл. 2.7. Фактическая температура наиболее нагретой точки обмотки определяется прибавлением температуры охлаждающей среды к превышению температуры, полученному из табл. П.1.33(А)–П.1.55(А). Если полученное значение температуры наиболее нагретой точки превышает предельное значение, приведенное в табл. 2.7, такой режим нагрузки недопустим.

Таблица 2.8

Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей загрузки

Продолжительность перегрузки, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки															
	-25 °С				-20 °С				-10 °С				0 °С			
	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>
0,5	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,4	1,3
1,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,7	1,5	1,4	1,3
2,0	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,3	1,6	1,5	1,4	1,3
4,0	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3
24,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4	1,3

Продолжение табл. 2.8

Продолжительность перегрузки, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки															
	10 °С				20 °С				30 °С				40 °С			
	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>
0,5	1,7	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2
1,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1
2,0	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1	1,1
4,0	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1
8,0	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1
24,0	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1

Коэффициенты относительного износа изоляции от температуры среды

Температура охлаждающей среды, °С	40	30	20	10	0	10	20	25
Коэффициент относительного износа, K_θ	10	3,2	1,0	0,32	0,1	0,032	0,010	0,0055

Пример 2.5

Определить сокращение срока службы за сутки и допустимость режима по температуре наиболее нагретой точки трансформатора средней мощности с системой охлаждения *OF* (ДЦ), работающего по двухступенчатому графику при следующих параметрах: $K_1 = 0,8$; $K_2 = 1,3$; $t = 8$ ч; $\theta_a = 30$ °С.

Решение

По данным таблицы П.1.48(А) относительный износ изоляции $V = 31,8$; превышение температуры наиболее нагретой точки $\theta_h = 121$ °С. Учитывая, что фактическая температура охлаждающей среды равна 30 °С из табл. 2.9 $K_\theta = 3,2$.

При этом находим $L = 31,8 \cdot 3,2 = 101,8$ «нормальных» суток; $\theta_h = 121 + 30 = 151$ °С.

Температура наиболее нагретой точки превышает предельное допустимое значение 140 °С (табл. 2.7). Этот режим аварийной перегрузки недопустим.

ГЛАВА 3. ВЫБОР И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

3.1. Выбор мощности трансформаторов на подстанциях

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформа-

торных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории).

При проектировании и в условиях эксплуатации предусматривают экономически целесообразный режим работы трансформаторов, сущность которого состоит в следующем. При наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием минимума потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах. Мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы.

В проектной практике мощность трансформаторов, как правило, выбирают по расчетной нагрузке (графики нагрузки) потребителей и рекомендуемым коэффициентам загрузки K_3 . По технико-экономическим соображениям коэффициент загрузки в нормальном режиме работы не рекомендуется принимать меньше 0,65–0,7. В дальнейших расчетах соотношение количества зимних и летних суток в течение года принято: $N_3 = 200$ и $N_{\text{л}} = 165$. При выборе мощности трансформаторов анализируются допустимые аварийные и систематические перегрузки. Для этого необходимо знать средние температуры, соответст-

вующие климатической зоне. Для подстанции с трехобмоточными трансформаторами исходными данными в расчетах принимаются прогнозируемые графики нагрузок на стороне низкого и среднего напряжения: $S_{\text{нн}} = f(t)$, $S_{\text{сн}} = f(t)$.

Расчеты по выбору мощности трансформаторов выполняются в следующей последовательности:

1. С заданной дискретностью по времени рассчитываются летний и зимний суточные графики нагрузки трансформаторной подстанции на стороне высокого напряжения подстанции.

2. Определяется годовой график нагрузок подстанции с учетом принятого количества зимних и летних суток в году ($N_3 = 200$ и $N_{\text{л}} = 165$). Годовой график нагрузки представляет собой диаграмму, которая строится, начиная с максимальных нагрузок при заданной продолжительности их использования в году. Последующие ступени нагрузки определяются на основе летних и зимних графиков по мере их уменьшения с указанием продолжительности. Таким способом формируется «лесенка» годового графика от самых больших нагрузок к самым маленьким. Суммарная продолжительность электрических нагрузок составляет 8760 ч (годовой баланс времени).

3. На основании годового графика нагрузки определяются основные показатели.

Годовое число часов использования максимума нагрузки можно определить следующим образом:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \Delta t_i)}{P_{\text{max}}},$$

где $W_{\text{год}}$ – потребляемая электрическая энергия за год; P_{max} – максимальная активная мощность нагрузки.

Средняя годовая нагрузка $P_{\text{ср}} = W_{\text{год}} / T_{\text{год}}$.

Коэффициент заполнения графика $K_3 = P_{\text{ср}} / P_{\text{max}}$; $T_{\text{max}} = K_3 T_{\text{год}}$.

Коэффициент использования установленной мощности:
 $K_{\text{и}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{уст}}$.

Продолжительность использования установленной мощности:

$$T_{\text{уст}} = W_{\text{год}} / P_{\text{уст}} = K_{\text{и}} T_{\text{год}}.$$

4. Определяется эквивалентная годовая расчетная полная мощность подстанции:

$$S_{\text{Э.год}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 \Delta t}{8760}}. \quad (3.1)$$

5. С учетом возможной неравномерности нагрузок трансформаторов определяется эквивалентная годовая мощность наиболее загруженного трансформатора:

$$S_{\text{Э.год}T_i} = S_{\text{Э.год}} \cdot d_{T_i}, \quad (3.2)$$

где d_{T_i} – доля нагрузки подстанции, которую принимает на себя трансформатор.

6. Выбор трансформаторов и проверка по условиям допустимых систематических и аварийных перегрузок. Для проверки по аварийным перегрузкам исходный многоступенчатый график нагрузки преобразуется в двухступенчатый с эквивалентными (среднеквадратичными) мощностями:

$$S_{\text{Э1}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta t_i}}. \quad (3.3)$$

Пример 3.1

Выполнить расчет и выбрать трансформаторы проектируемой подстанции для заданных графиков нагрузки. Суммарная мощность потребителей III категории составляет не менее 20 %. Для последующих расчетов определяем зону с умеренно-континентальным климатом и эквивалентными температурами: среднелетней +16,8 °С, среднезимней –5,9 °С и среднегодовой +9,5 °С. Вследствие неравномерности распределения нагрузок трансформаторов расчетная мощность наиболее нагруженного трансформатора составляет 55 %. Средневзвешенный коэффициент нагрузки $\cos \varphi = 0,8$.

**Суточные графики зимней и летней нагрузки
на напряжениях 10 и 35 кВ проектируемой подстанции**

Интервал времени, час	$P_{\text{зима}}$				$P_{\text{лето}}$	
	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$		$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$		$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	о. е.	МВт	о. е.	МВт	МВА	МВт
0–4	0,15	2,25	0,5	15	1,35	9,5
4–8	0,2	3	0,65	19,5	1,8	10,3
8–12	0,6	9	0,85	25,5	5,4	16
12–16	0,5	7,5	1,0	30	4,5	18
16–20	1,0	14	0,8	24	9	14
20–24	0,8	12	0,6	18	3,15	10

Решение

Графики нагрузок на шинах 10 и 35 кВ (табл. 3.1) приведены на рис. 3.1.

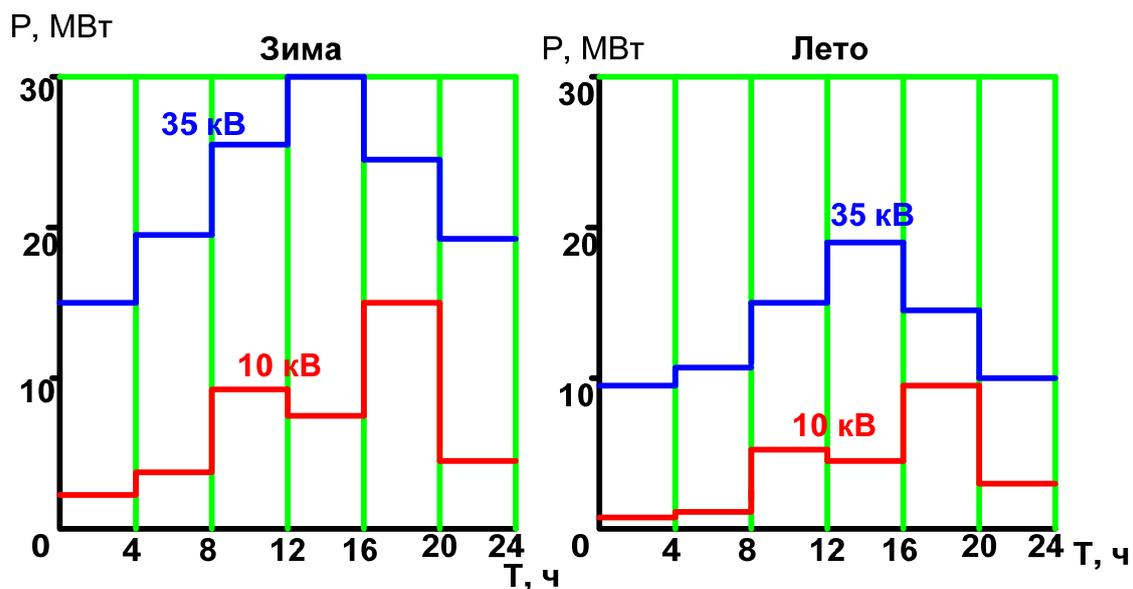


Рис. 3.1. Суточные графики нагрузок потребителей
напряжением 10 и 35 кВ

1. На основании данных табл. 3.2 определяем расчетные нагрузки на стороне высокого напряжения 110 кВ подстанции (рис. 3.2).

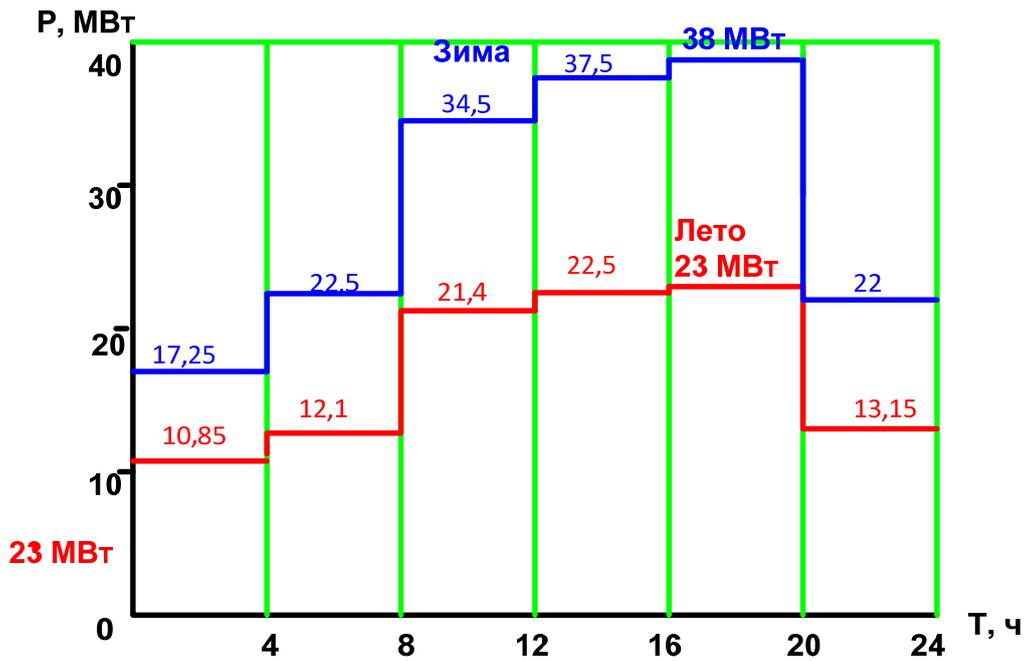


Рис. 3.2. Расчетные суточные графики нагрузок подстанции (110 кВ)

2. Определяем годовой график нагрузок подстанции с учетом принятого количества зимних и летних суток в году ($N_z = 200$ и $N_l = 165$). Результаты расчета приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Годовой график нагрузок подстанции

Номер	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P , МВт	38	37,5	34,5	23	22,5	22	21,4	17,25	13,15	12,1	10,85
T , ч	800	640	800	640	640	800	640	800	640	640	640

Определяем основные показатели графика нагрузки:

$$W_{\text{год}} = 204,12 \text{ тыс. МВтч};$$

$$T_{\text{max}} = W_{\text{год}} / P_{\text{max}} = 204120/38 = 5372 \text{ ч};$$

$$P_{\text{ср.год}} = W_{\text{год}} / T_{\text{год}} = 204140/8760 = 23,3 \text{ МВт};$$

$$S_{\text{Э.лето}} = 22,4 \text{ МВА}; \quad S_{\text{Э.зима}} = 37,5 \text{ МВА};$$

$$K = \frac{S_{\Sigma\text{лето}}}{S_{\Sigma\text{зима}}} = \frac{22,4}{37,5} = 0,6.$$

3. Эквивалентная годовая расчетная полная мощность подстанции:

$$S_{\text{Э.год}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 \Delta t}{8760}} = 31,6 \text{ МВА},$$

где $S_i = P_i / \cos \varphi_i$.

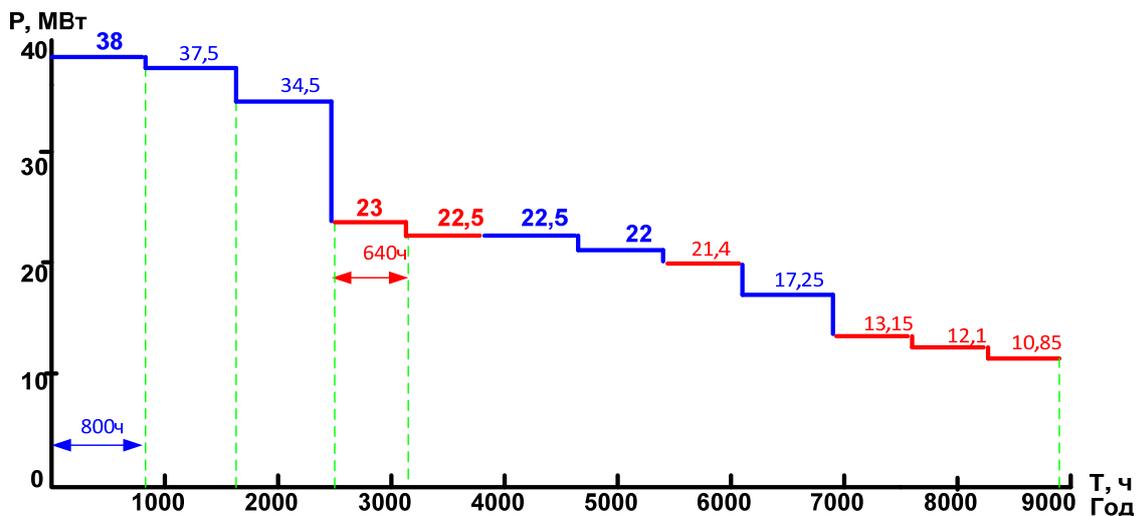


Рис. 3.3. Годовой график нагрузок подстанции (110 кВ)

4. Расчетная эквивалентная годовая мощность наиболее загруженного трансформатора:

$$S_{\text{Э.год}T_i} = S_{\text{Э.год}} \cdot d_{T_i} = 31,6 \cdot 0,55 = 17,4 \text{ МВА}.$$

5. *Выбор трансформаторов.* Возможна установка трансформаторов ТДТН-25 или 40 МВА. Применение трансформаторов мощностью 16 МВА недопустимо в связи с тем, что при аварийном отключении трансформатора в зимний период послеаварийная перегрузка трансформатора превысит двухкратную ($S_{\text{Э.зима}} = 37,5 \text{ МВА}$). Рассмотрим возможность применения трансформаторов ТДТН-25 и ТДТН-40.

Расчетные коэффициенты загрузки трансформаторов:

$$1. K_{\text{Э.т1}} = S_{\text{Э.год}} d_{T_i} / S_{\text{н.т1}} = 37,5 \cdot 0,55 / 25 = 0,825;$$

$$2. K_{\text{Э.т2}} = S_{\text{Э.год}} d_{T_i} / S_{\text{н.т2}} = 37,5 \cdot 0,55 / 40 = 0,516.$$

Систематические перегрузки в обоих рассматриваемых вариантах не возникают. Рассмотрим допустимость возможных аварийных перегрузок. Для этого выполним преобразование суточного графика нагрузки в двухступенчатый.

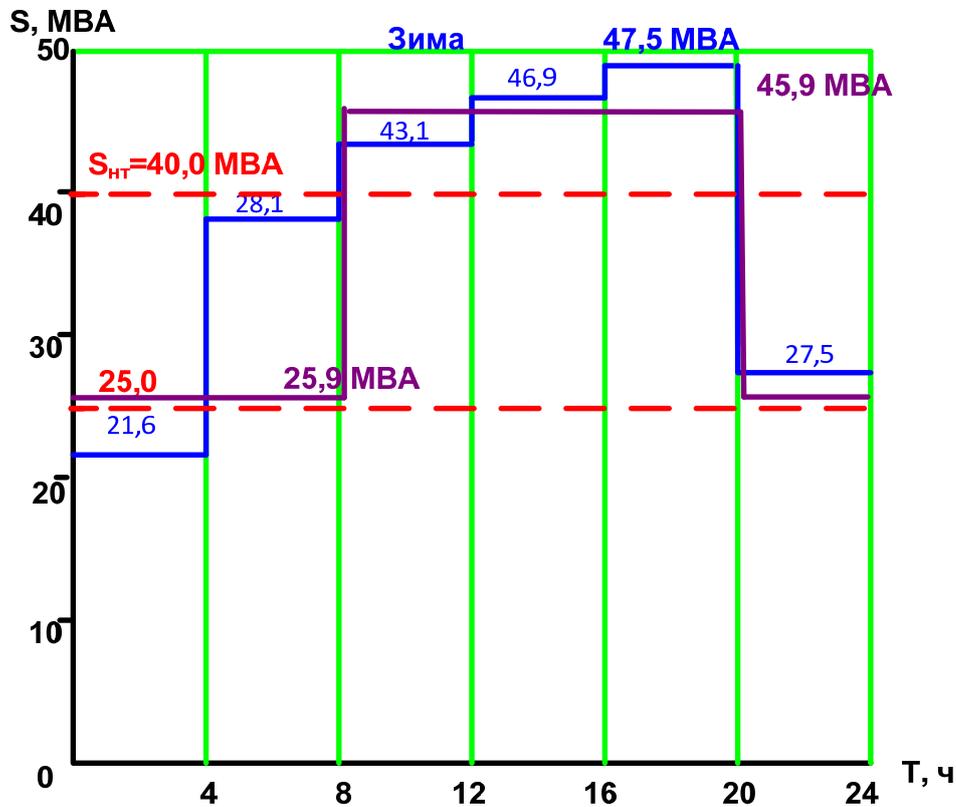


Рис. 3.4. Преобразование суточного графика в двухступенчатый

Преобразование суточного графика в двухступенчатый выполняется по следующим выражениям:

$$S_{\Sigma 1} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{(1857,6 + 2199,6 + 2381,4)4}{12}} = 45,9 \text{ MVA};$$

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{(466,6 + 789,6 + 756,2)4}{12}} = 25,9 \text{ MVA}.$$

По табл. 2.8 для аварийных перегрузок трансформатора с системой охлаждения Д (ОН), без учета предшествующей загрузки, определяем допустимую длительность перегрузки при температуре окружающей среды $-5,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ (интерполяцией). Перегрузка трансформатора $K_{ав} = 1,35$ допустима круглосуточно. Для трансформатора ТДТН-40 расчетная перегрузка $K_{пер} = 1,15 (t = 12\text{ ч})$. Для трансформатора ТДТН-25 расчетная перегрузка $K_{пер} = S_{Э.зима} / S_{ном.т} = 45,9/25 = 1,84$ превышает допустимую. Расчетная мощность потребителей III категории составляет $S_{зк} = 0,2S_{max} = 0,1 \cdot 48,8 = 9,8\text{ МВА}$. Допустимая перегрузка трансформатора ТДТН-25 $S'_{пер} = 1,4 \cdot 25 = 36,25\text{ МВА}$. Отключение потребителей III категории ($P_{зк} = 8,3\text{ МВт}$) приведет к уменьшению эквивалентной мощности ступени аварийной перегрузки $S'_{Э1.ав} = 36,1\text{ МВА}$. При этом перегрузка для трансформатора ТДТН-25 составит 1,44, что допустимо.

Для принятия решения о выборе мощности трансформаторов следует выполнить технико-экономическое сравнение вариантов: 1) 2хТДТН-40-110/35/10 и 2) 2хТДТН-25-110/35/10 с учетом возможного ущерба от недоотпуска электроэнергии при отключении одного из трансформаторов.

3.2. Технико-экономическое обоснование структурных схем подстанции

При разработке главной схемы электрических соединений подстанции рассматриваются обычно два варианта, отличающихся составом и схемами подключения основного оборудования, схемами РУ, когда заданным техническим требованиям удовлетворяют несколько схем. На основании технико-экономического сопоставления вариантов требуется определить оптимальное решение.

В связи с учебным характером технико-экономических расчетов при выполнении курсового проекта основное внимание уделяется методике их выполнения, а исходные данные о стоимости оборудования принимаются в условных единицах (US\$). Укрупненная стоимость оборудования подстанций, применяемая для расчета инвестиционных проектов, приведена в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Укрупненная стоимость ячеек трансформаторов, тыс. у. е.

Мощность, МВА	Трансформатор					Автотрансформатор	
	35/110	110/110	110/35/110	220/110	220/35/110	220/110/110	330/220/110
6,3	77,7	101,9	144,9	–	–	–	–
10	106,4	139,6	165,1	–	–	–	–
16	145,7	175,9	188,2	–	–	–	–
25	199,7	227,2	257,9	–	308,2	–	–
40	273,6	295,4	325,0	–	–	–	–
63	–	372,2	373,5	480,2	–	514,8	–
80	–	424,4	428,3	553,2	–	–	–
100	–	–	–	591,9	–	–	–
125	–	554,3	–	698,5	–	736,1	721,8
160	–	–	–	852,2	–	–	–
200	–	–	–	–	–	938,1	803,0
250	–	–	–	–	–	956,8	947,4

Сопоставительную оценку рассматриваемых вариантов схем проектируемой подстанции приведем в курсовом проектировании по минимуму приведенных затрат Z , у. е./год, которые определяются по выражению

$$Z = p_n K + I + Y, \quad (3.4)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности может приниматься в учебном проектировании 0,05–0,10; K – капиталовложения, у. е.; I – годовые издержки, у. е./год; Y – математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Капиталовложения определяют по упрощенным показателям стоимости оборудования и аппаратов. При этом не учитываем стоимость одинакового оборудования. Результаты расчетов капиталовложений оформляют в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Оборудование	Стоимость единицы, у. е.	Варианты			
		Первый		Второй	
		Количество единиц, шт.	Общая стоимость, у. е.	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, у. е.

Годовые эксплуатационные издержки складываются из трех составляющих:

$$И = И_a + И_o + И_{\text{пот}}, \quad (3.5)$$

где $И_a = aK$ – амортизационные отчисления; a – норма амортизационных отчислений для силового оборудования; $И_o = vK$ – издержки на обслуживание электроустановки; v – норма отчислений на обслуживание; $И_{\text{пот}} = \beta \Delta W_{\text{пот}}$ – издержки, обусловленные потерями энергии в проектируемой установке; β – удельные затраты по возмещению потерь, у. е./кВтч; $\Delta W_{\text{пот}}$ – годовые потери энергии, кВтч/год.

Для силового электрооборудования и РУ установлены следующие нормы отчислений: $a = 6,4 \%$, $v = 3 \%$ – для оборудования до 150 кВ, $a = 6,4 \%$, $v = 2 \%$ при $U_{\text{ном}} \geq 220$ кВ.

При курсовом и дипломном проектировании удельные затраты на возмещение потерь β можно принимать в диапазоне 0,05–0,1 у. е./кВтч.

Годовые потери энергии в двухобмоточных трансформаторах подстанции определяются:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + n \Delta P_{\text{кз}} K_3^2 \tau, \quad (3.6)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт; $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери КЗ, кВт; $K_3 = S_p / n S_{\text{ном.т}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; τ – время максимальных потерь может быть определено по формуле

$$\tau = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4}) 8760, \quad (3.7)$$

где T_m – продолжительность использования максимальной нагрузки.

Для подстанции с трехобмоточными трансформаторами потери энергии определяются как

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пот}} = n \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + n \Delta P_{\text{кзВ}} K_{3В}^2 \tau_B + \\ + n \Delta P_{\text{кзС}} K_{3С}^2 \tau_C + n \Delta P_{\text{кзН}} K_{3Н}^2 \tau_H, \end{aligned} \quad (3.8)$$

где $K_{3В}$, $K_{3С}$, $K_{3Н}$ – коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформаторов.

Потери КЗ в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения, кВт:

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзС-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзС}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзС-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзН}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзС-Н}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-С}}).$$

Если в каталоге для трехобмоточных трансформаторов приведено значение $\Delta P_{\text{кз}}$ только для пары обмоток высшего и низшего напряжения $\Delta P_{\text{кзВ}}$, то приблизительно потери энергии в трансформаторах можно определять по формуле (3.6) (без разделения нагрузочных потерь по обмоткам).

Ущерб от недоотпуска электроэнергии находится по следующей формуле:

$$Y = ny_0 \frac{T_{\text{max}}}{8760} \sum \Delta P_{\text{Т}} \cdot \omega T_{\text{вт}}, \quad (3.9)$$

где n – количество трансформаторов; y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям III категории принимается равным $y_{0\text{пт}} = 1,0-5,0$ у. е./кВтч; $\Delta P_{\text{Т}}$ – аварийное снижение мощности трансформатора, кВт; ω – параметр потока отказов, 1/год; $T_{\text{вт}}$ – среднее время восстановления, ч.

Расчетная послеаварийная разгрузка трансформатора (отключение потребителей III категории) определяется по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{Т}} = S_{\text{расч}} \cos\varphi - 1,4S_{\text{ном.Т}} \cos\varphi, \quad (3.10)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность потребителей подстанции, кВтч; $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Пример 3.4

Выбрать и обосновать трансформаторы подстанции технико-экономическим сравнением вариантов, для исходных данных примера 3.1.

Решение

По результатам предыдущих расчетов рассматриваем возможные два варианта установки трансформаторов: 2хТДТН-40000 и 2хТДТН-25000.

Выполним технико-экономический расчет, для этого определим капиталовложения в подстанцию (табл. 3.5).

Капиталовложения в подстанцию

Оборудование	Укрупненная стоимость единицы, тыс. у. е.	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс. у. е.
1 вариант ТДТН-40000/110/35/10	325	2	650
2 вариант ТДТН-25000-110/35/10	257,9	2	515,8

Определим годовые эксплуатационные издержки для 1 варианта (2 · 40 МВА):

$$I_a = \frac{6,4}{100} 650 = 41,6 \text{ тыс. у. е.};$$

$$I_o = \frac{2}{100} 650 = 13,0 \text{ тыс. у. е.};$$

$$\Delta W_3 = \left(2 \cdot 24 \cdot 8760 + 2 \left(\frac{31,6}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot 200 \cdot 4500 \right) 10^{-3} = 701,3 \text{ тыс. кВтч/год};$$

$$\tau_{\text{пот}} = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$I_{\Delta W} = 0,05 \cdot 701,3 \cdot 10^3 = 35,1 \text{ тыс. у. е.}$$

Годовые эксплуатационные издержки по формуле (3.5):

$$I = 41,6 + 13,0 + 35,1 = 89,7 \text{ тыс. у. е.}$$

Годовые эксплуатационные издержки для 2 варианта (2 × 25):

$$I_a = \frac{6,4}{100} 515,8 = 33,0 \text{ тыс. у. е.};$$

$$I_o = \frac{2}{100} 515,8 = 10,3 \text{ тыс. у. е.};$$

$$\Delta W_3 = \left(2 \cdot 31 \cdot 8760 + 2 \left(\frac{31,6}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot 140 \cdot 4380 \right) 10^{-3} = 1046,2 \text{ кВтч/год};$$

$$I_{\Delta W} = 0,05 \cdot 1046,2 = 52,3 \text{ тыс. у. е.};$$

$$I = 33,0 + 10,3 + 52,3 = 95,6 \text{ тыс. у. е.}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = ny_0 \frac{T_{\max}}{8760} \sum \Delta P_T \cdot \omega T_{\text{вт.}}$$

Цена за электроэнергию – 0,1 у. е./кВтч; удельный ущерб принимаем:

$$y_0 = 0,5 \text{ у. е./кВтч.}$$

$Y = \Delta W y_0 = 12,83 \cdot 1,0 = 12,8$ тыс. у. е., где $\Delta W = 12,83$ тыс. кВтч – недоотпуск электроэнергии, связанный с отключением потребителей III категории при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Приведенные затраты:

$$1) Z_{\text{1вар}} = p_H K + I = 0,05 \cdot 650 + 89,7 = 122,2 \text{ тыс. у. е.};$$

$$2) Z_{\text{2вар}} = p_H K + I + Y = 0,05 \cdot 515,8 + 95,6 + 12,8 = 134,2 \text{ тыс. у. е.}$$

В расчетах нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (p_H) принят 0,05.

Исходя из минимума приведенных затрат, более экономичным является второй вариант, с установкой двух трансформаторов типа 2хТДТН 40000/110.

ГЛАВА 4. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

4.1. Общая характеристика и основные требования к выбору главных схем электрических соединений

Главная схема электрических соединений – это совокупность основного оборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми связями между ними.

При разработке главной схемы, на основании структурной схемы, дополнительно выбираются схемы РУ для всех напряжений подстанции. Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электроустановки, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними.

Требования, предъявляемые к главным схемам электрических соединений:

– *надежность электроустановки* должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки. Надежность оценивается частотой ω и временем $T_{\text{п}}$ нарушения электроснабжения, теряемой мощностью ΔP и математическим ожиданием ущерба $M(y)$ от недоотпуска электроэнергии;

– *приспособленность электроустановки к проведению ремонтов*, определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Ремонтопригодность рассматриваемой схемы можно оценить количественно частотой и средней продолжительностью отключений потребителей и источников питания для ремонтов оборудования;

– *оперативная гибкость электрической схемы* оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений. Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанционным приводом. Если все операции осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется;

– *экономическая целесообразность* схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

4.2. Схемы распределительных устройств электроустановок

К схемам электрических соединений электроустановок предъявляется целый комплекс требований, из которых можно выделить семь основных: *надежность*, экономичность, удобство эксплуатации, технологическая гибкость, экологическая чистота, компактность и унифицированность.

По *степени надежности* главные схемы ЭС должны выбираться исходя из важности и значения электростанции в энергосистеме с точки зрения надежного электроснабжения потребителей электрической энергии. Выбранная схема, в частности, должна обеспечивать:

– допустимую (минимальную) потерю генераторной мощности ЭС в расчетных аварийных режимах;

- сохранение транзита системных связей через шины РУ при авариях на электростанции;
- ликвидацию аварий в РУ по возможности только операциями с выключателями;
- питание РУ собственных нужд (СН) от энергосистемы после полной остановки электростанции.

Экономичность схемы подразумевает принятие решений с учетом минимальных капитальных вложений и ежегодных издержек при обеспечении требуемой степени надежности.

Удобству эксплуатации схемы РУ способствует простота ее исполнения, снижение вероятности ошибок обслуживающего персонала в процессе эксплуатации, минимальное количество коммутаций в первичных и вторичных цепях, уменьшение количества аварий из-за ошибок персонала при производстве оперативных переключений.

Технологическая гибкость схемы определяется способностью адаптироваться к изменяющимся условиям работы при плановых ремонтах, аварийно-восстановительных работах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Под *экологической чистотой схемы* понимается степень воздействия электроустановки на окружающую среду (шум, электрические и магнитные поля, выбросы, отходы и т. п.) и на человека.

Компактность схемы подразумевает уменьшение площадей, занимаемых РУ. Например, применение современных конструкций РУ с жесткой ошиновкой или элегазовых РУ (КРУЭ) уменьшает площадь отчуждаемых земель для их сооружения по сравнению с традиционным решением.

Унифицированность схемы есть не что иное, как использование типовых решений, позволяющих снизить материальные, трудовые и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию электроустановки.

На выбор схем РУ любого напряжения большое влияние оказывает совокупность следующих факторов:

- тип подстанции;
- количество линии связи с энергосистемой и категория их ответственности;
- схема и уровень напряжения электрических сетей энергосистемы;
- значение токов короткого замыкания;
- наличие оборудования требуемых параметров и его надежность;

– параметры территории для сооружения РУ по намеченной схеме;

– возможная конструкция РУ (ЗРУ, ОРУ).

В принятом условном делении схем РУ определяющим условием послужило количество выключателей на одно присоединение. При этом различают четыре основные группы схем РУ:

1) первая группа схем характеризуется тем, что коммутация присоединений выполняется одним выключателем. В схемах предусматриваются одна или две системы сборных шин. Дополнительно возможно применение обходной системы шин, что позволяет выполнять ремонт выключателей без отключения присоединений;

2) вторая группа схем РУ: многоугольники (кольцевые). В кольцевых схемах выключатели соединяются между собой в кольцо. Каждое присоединение (выключатель, трансформатор) подключается между смежными выключателями. В данных схемах каждый элемент коммутируется двумя выключателями, но при этом количество присоединений соответствует числу выключателей;

3) третья группа схем РУ: связанные многоугольники. Эти схемы выполняются с двумя системами сборных шин, между которыми могут быть подключены цепочки из двух, трех или четырех выключателей. Схемы РУ, в которых линии и трансформаторы подключаются в местах соединения смежных выключателей в цепочке, называются «2 (3/2, 4/3) выключателя на цепь». Если трансформаторы подключаются к шинам без выключателей, а линии в местах соединения соседних выключателей то схемы называют «трансформатор – шины с присоединением линий через 2 (3/2, 4/3) выключателя на цепь». При этом каждое присоединение коммутируется не менее чем двумя выключателями. Данные схемы менее экономичны, так как соотношение количества выключателей к количеству присоединений находится в диапазоне от 1 до 2-х;

4) четвертая группа: схемы РУ упрощенного типа. Они применяются на трансформаторных подстанциях с небольшим числом присоединений (табл. 4.1). Характерной особенностью данных схем является то, что в данных схемах число выключателей меньше числа коммутируемых цепей.

Распределительное устройство с одной системой шин (1 группа)

Каждое присоединение подключается к шинам через один выключатель, с обеих сторон которого обычно установлены разъединители (рис. 4.1).

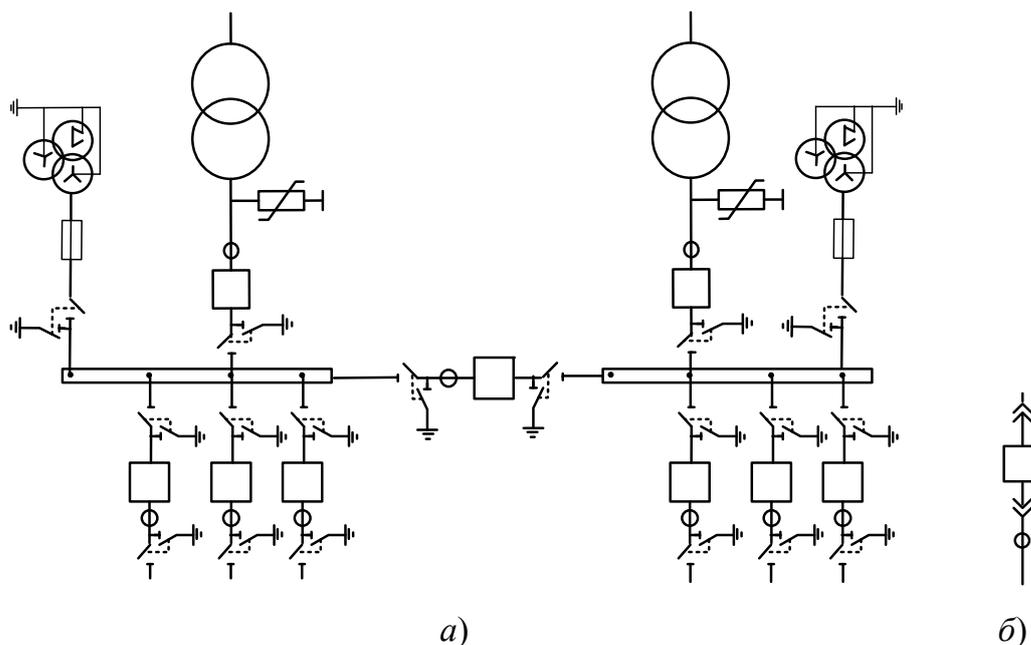


Рис. 4.1. Распределительные устройства с одинарной секционированной системой шин:
a – электрическая схема; *б* – схема ячейки КРУ с выкатной тележкой

Система шин обычно секционируется через секционный выключатель (две секции). Если применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой или же к обмоткам низкого напряжения подключены сдвоенные реакторы – четыре секции.

Одинарная система шин находит применение для РУ 6–110 кВ. На электростанциях одинарная секционированная система шин применяется для генераторного РУ (ГРУ) и в системе собственных нужд. Для комплектации РУ 6–10 кВ с одинарной системой шин применяются ячейки КСО, КРУ, КРУН. В настоящее время на рынке представлены также КРУ-35. В соответствии с нормами технологического проектирования подстанций (НТП) одинарная система шин может применяться также и для РУ 35 и 110 кВ (схемы 35–9; 110–7). К каждой секции сборных шин кроме присоединений (линий и трансформаторов) подключаются также трехфазные трансформаторы напряжения (или группа из трех однофазных). Трансформаторы напряжения необходимы для подключения катушек измерительных приборов и устройств РЗА. К секциям РУ низкого напряжения (6–10 кВ) могут подключаться также трансформаторы СН.

Схема РУ «Одинарная система шин с обходной» (1 группа)

Одинарная система шин с обходной применяется на напряжениях 110–220 кВ (схемы 110-18, 220-12).

Достоинство схемы: возможность ремонта и опробования выключателей всех присоединений без отключения цепей.

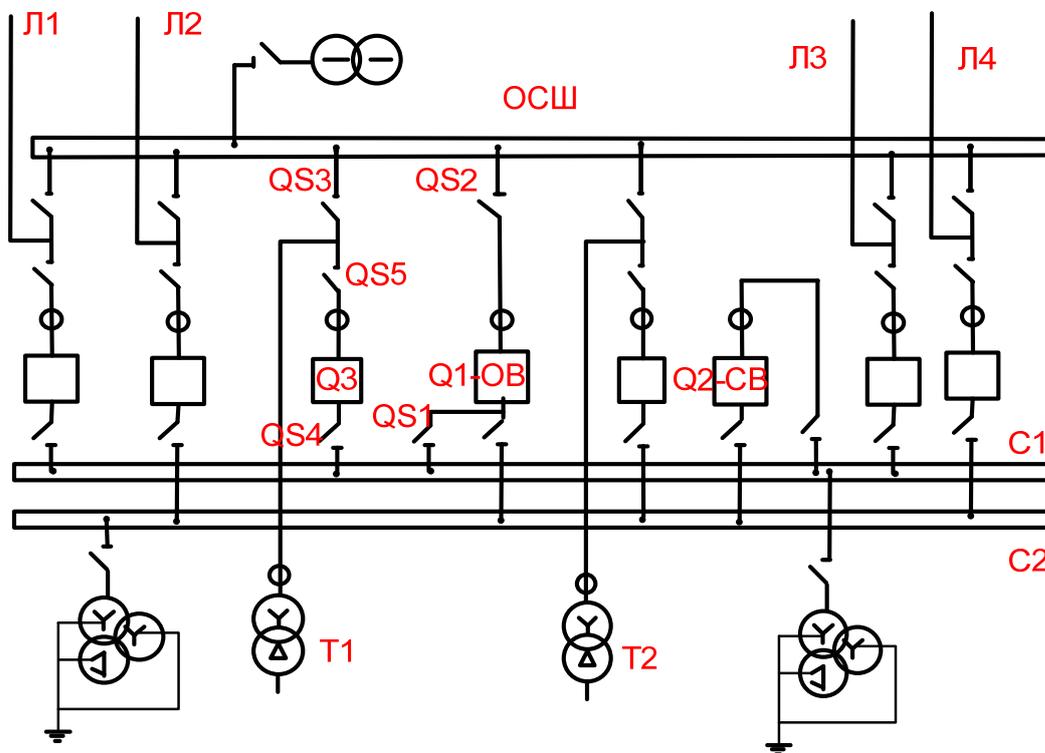


Рис. 4.2. Схема распределительного устройства «Одинарная система шин с обходной»

Недостатки одинарной системы шин с обходной:

- необходимость отключения всех присоединений, подключенных к данной секции при ремонте шинных разъединителей или шины;
- отказ в работе выключателя при КЗ в одном из присоединений приводит к отключению всех присоединений данной секции;
- при повреждении СВ отключаются обе секции.

Схема РУ «Двойная система шин» (1 группа)

Двойная система шин в соответствии с НТП может применяться как РУ ВН на подстанциях 110–220 кВ (схемы 110-15, 110-15А, 220-15), а также на электростанциях в качестве ГРУ (6–10 кВ).

Характерной особенностью данной схемы является развилка из двух шинных разъединителей в цепи выключателя каждого присоединения. Это позволяет подключать каждое присоединение к любой из двух систем шин.

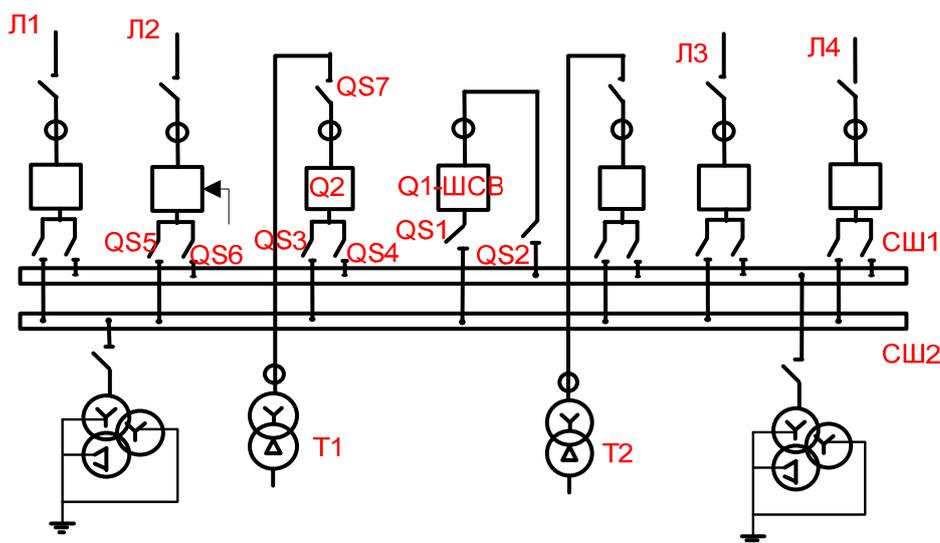


Рис. 4.3. Схема распределительного устройства «Двойная система шин»

Схема РУ «Двойная система шин с обходной» (1 группа)

Применяется в РУ 110–220 кВ при большом количестве присоединений (схемы 110-13, 110-14, 220-12). Существенные отличия схемы 110-14 от схемы рис. 4.4 состоят в том, что две рабочие системы шин и обходная секционируются, при этом соответственно установлены два шиносоединительных и два обходных выключателя. Данная схема предусматривает отдельный ШСВ и ОВ. При большом количестве присоединений рабочие СШ могут секционироваться выключателями.

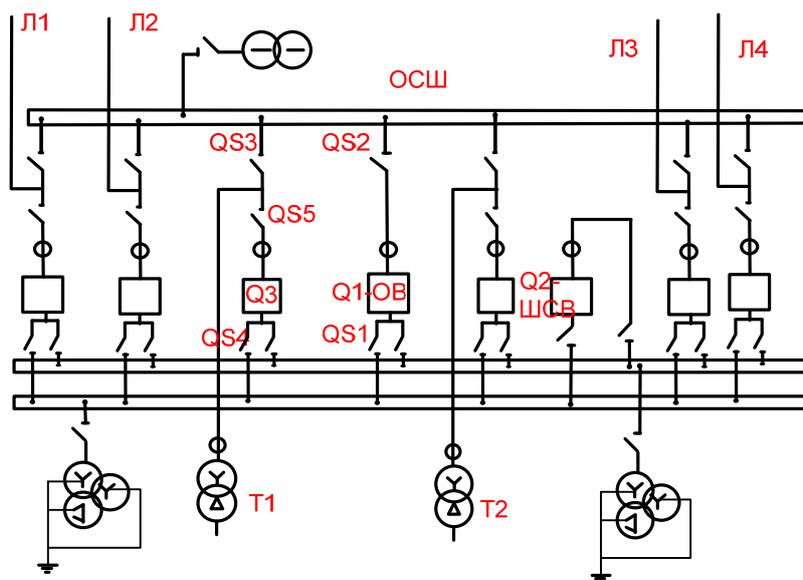


Рис. 4.4. Схема распределительного устройства «Двойная система шин с обходной»

Схема РУ с двумя системами сборных шин позволяет выводить в ремонт выключатель любого присоединения и любую из рабочих систем шин без отключения присоединений.

В настоящее время применяется обычно работа шин с фиксированными присоединениями, когда линии с трансформаторами примерно равномерно распределяются между сборными шинами.

Недостатки РУ «Двойная система шин с обходной»

Ранее данная схема считалась универсальной, но в настоящее время применяется на напряжениях 110–220 кВ.

Главный недостаток: большое количество операций разъединителями при выводе в ремонт выключателей и СШ увеличивает вероятность ошибочных действий оперативного персонала и возможность тяжелых аварий.

Дополнительная установка ШСВ и ОВ, а также большого количества шинных разъединителей значительно удорожают РУ.

Рассмотренной схеме присущи недостатки схемы одинарной СШ с обходной.

Схемы многоугольников (2 группа – кольцевые схемы) характеризуются тем, что выключатели соединяются между собой последовательно, образуя многоугольник. Каждая цепь подключается между двумя смежными выключателями. Самой простой кольцевой схемой является треугольник. Схемы многоугольников экономичны, так как число выключателей равно количеству присоединений. На рис. 4.5 приведены схемы четырехугольника (№ 7, 110–330 кВ) и шестиугольника (№ 8, 110–330 кВ). Высокая надежность кольцевых схем объясняется тем, что ремонт любого выключателя производится без отключения присоединения. При этом надежность работы выключателей выше, чем в других схемах, так как имеется возможность опробования любого выключателя в нормальном режиме работы.

Надежность схемы значительно снижается при размыкании кольца, поэтому при отключении линии или трансформатора необходимо отключить соответствующий разъединитель, а затем вновь включить выключатели. Схемы многоугольников получили распространение на мощных узловых подстанциях при числе присоединений до шести.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. К недостаткам кольцевых схем относятся более сложные схемы вторичных цепей трансформаторов тока, релейной защиты и дистанционного управления выключателями.

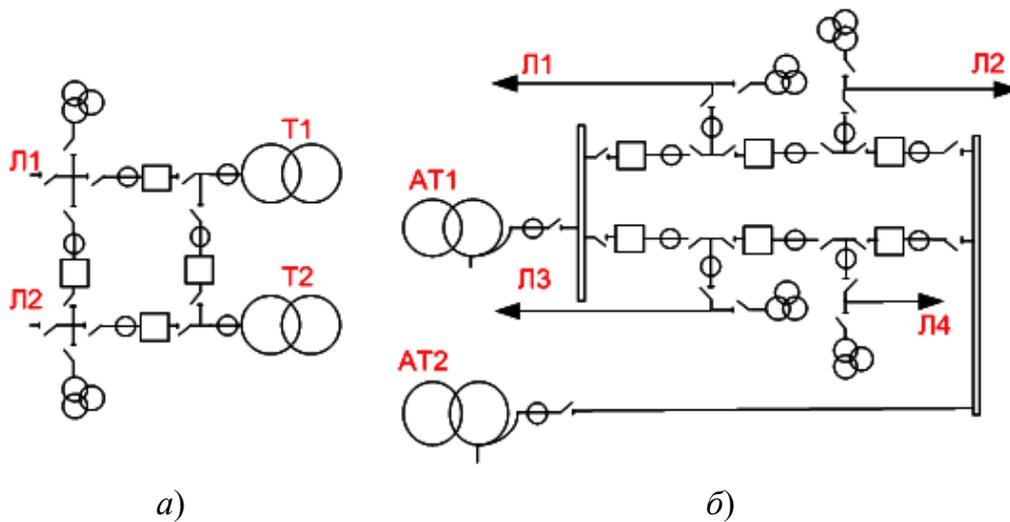


Рис. 4.5. Схемы многоугольников:
 а – четырехугольник; б – шестиугольник

Распределительные устройства с двумя системами сборных шин и числом выключателей на цепь 2, 3/2 (3 группа – связанные многоугольники)

В РУ данного типа имеется две системы сборных шин, между которыми установлены цепочки из двух, трех или четырех выключателей. При этом каждое присоединение (линия и трансформатор) коммутируется двумя выключателями.

Распределительные устройства указанных типов применяются на напряжениях 330 кВ и выше.

Схема РУ «Два выключателя на присоединение» (рис. 4.6) находит применение в США, а также в некоторых других странах. Основной недостаток заключается в высокой стоимости (два выключателя на присоединение).

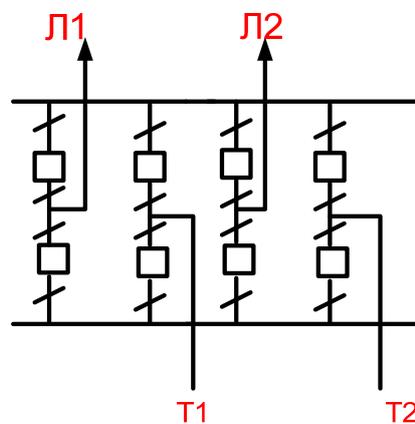


Рис. 4.6. Схема с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение

Схема 3/2 выключателя на цепь (рис. 4.7) более экономична, чем предыдущая, применяется при количестве присоединений 8 и более. Наилучшие показатели схемы при соотношении линий и трансформаторов 1 : 1. Количество операций разъединителями минимальное: они служат только для вывода в ремонт, а для оперативных переключений не используются. Схема применяется при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений.

При ремонте любого выключателя все присоединения остаются в работе.

Схема обладает высокой надежностью. При одинаковом количестве линий и трансформаторов в работе остаются все присоединения даже при отключении обеих сборных шин. Для повышения надежности схемы подключение трансформаторов (автотрансформаторов) чередуется: один трансформатор подключается ближе к первой системе шин, а второй – к другой. Это позволяет избежать значительного снижения надежности подстанции при отключении соответствующей системы шин.

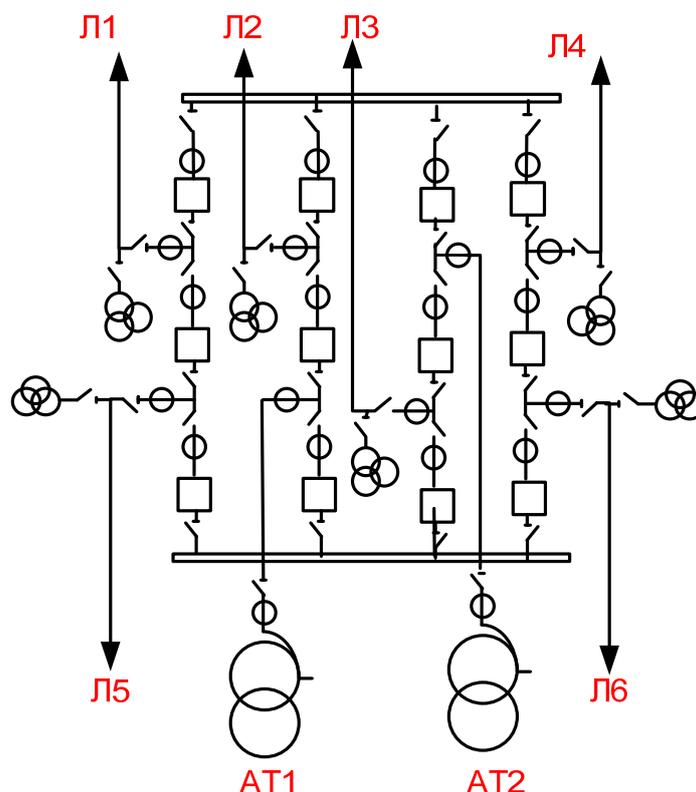


Рис. 4.7. Схема с двумя системами шин и 3/2 выключателями на присоединение (330-17)

Распределительные устройства «Трансформатор – шины и числом выключателей на цепь 2 (3/2)» (3 группа – связанные многоугольники)

Вышеуказанные схемы РУ более экономичны, чем рассмотренные выше, но при этом сохраняют их основные свойства. Основное отличие связано с тем, что трансформаторы подключаются непосредственно к шинам без выключателей. Коммутация трансформаторов выполняется выключателями, соединенными с соответствующей системой шин. Схема (рис. 4.8, а) применяется для РУ 330 кВ и выше при трех, четырех линиях при отсутствии перспективы развития. Схема (рис. 4.8, б) применяется для РУ 220 кВ и выше при пяти и более линиях, подключаемых в «полторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через 2 выключателя.

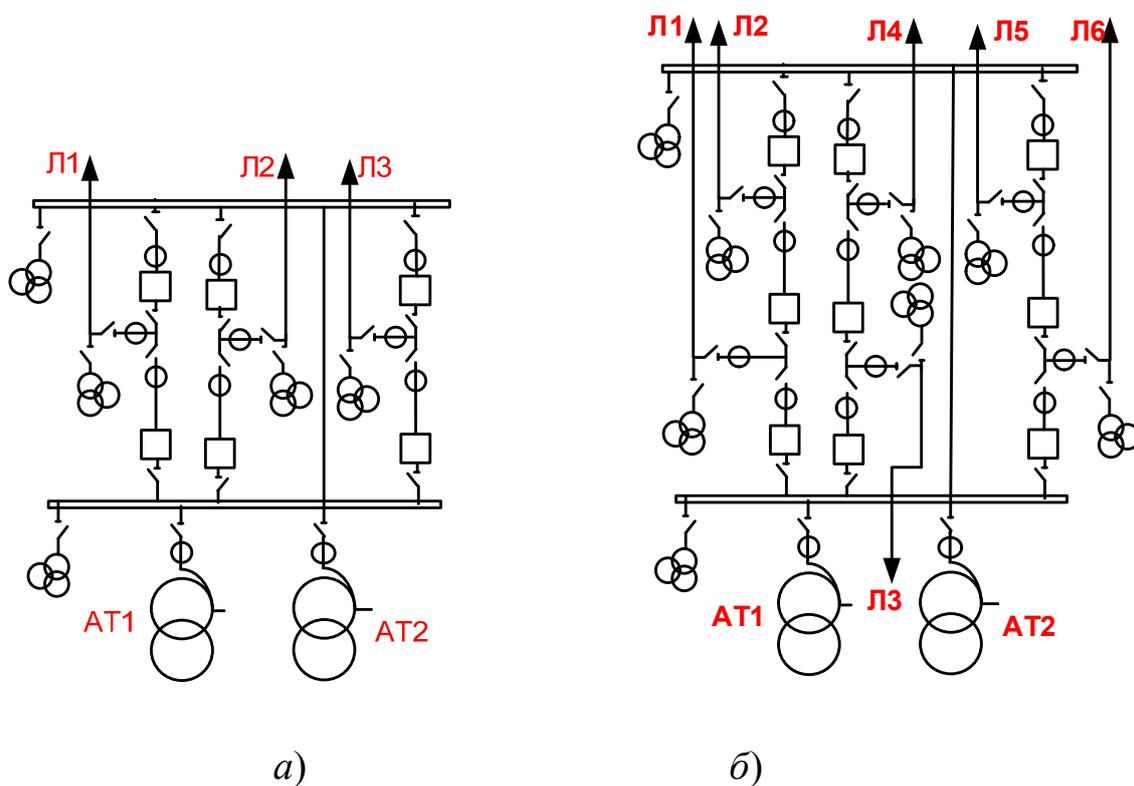


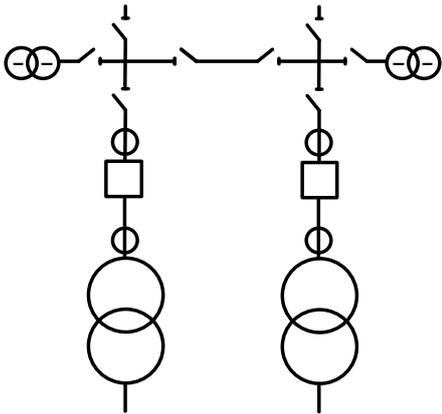
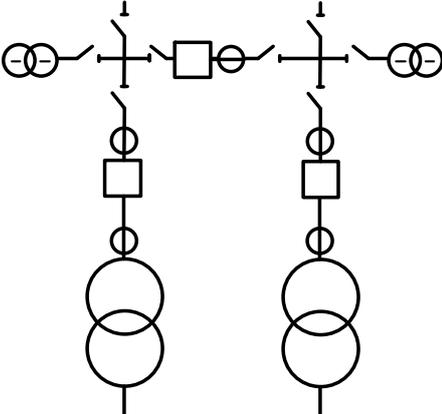
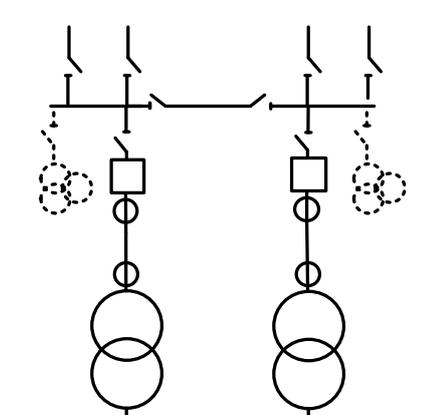
Рис. 4.8. Схемы «трансформатор – шины»:
а – с двумя выключателями на присоединение;
б – 3/2 выключателя на присоединение

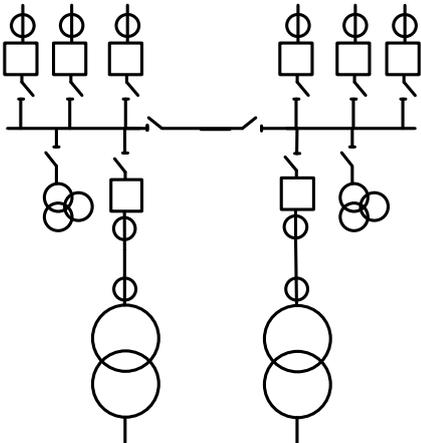
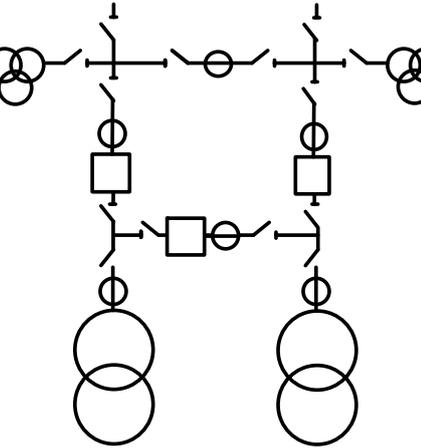
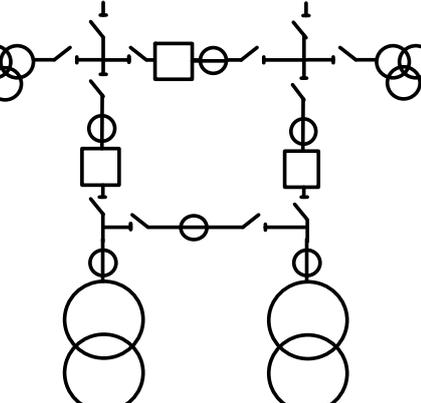
Схемы двухтрансформаторных подстанций с РУ ВН упрощенного типа применяются для тупиковых, ответвительных и проходных подстанций (табл. 4.1).

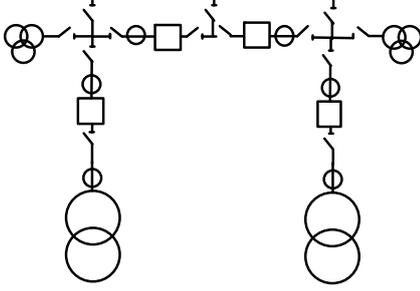
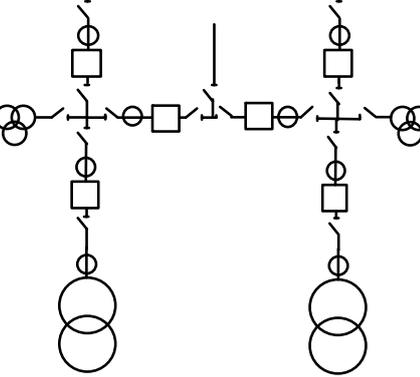
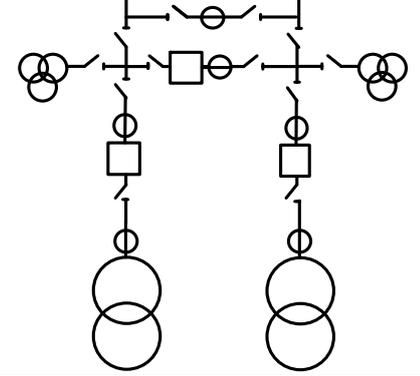
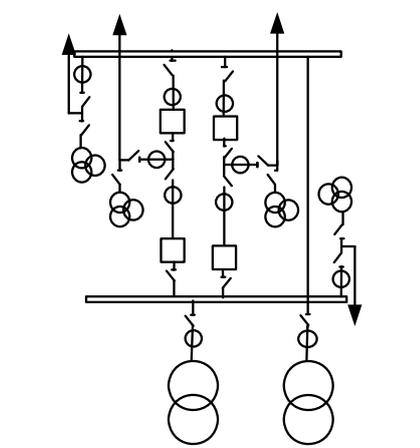
Для подобных подстанций обычно РУ ВН выполняется для 4-х присоединений (2 линии и 2 трансформатора).

Таблица 4.1

Типовые схемы распределительных устройств высоковольтного напряжения двухтрансформаторных подстанций

Обозначение и наименование схемы	Схема изображения ТП	Область применения
<p>№ 35-4Н; № 110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий</p>		<p>2Л+2Т. Тупиковые или ответвительные ПС</p>
<p>№ 35-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов</p>		<p>2Л+2Т. Проходные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе</p>
<p>№ 110-4АН Два блока трансформатор-линия с выключателями в цепях трансформаторов, неавтоматической перемычкой со стороны линий и дополнительными линиями</p>		<p>Схема «заход-выход» применяется при соответствующем обосновании на ответвительных подстанциях</p>

<p>Обозначение и наименование схемы</p>	<p>Схема изображения ТП</p>	<p>Область применения</p>
<p>№ 110-4БН Одна секционированная разъединителями система шин</p>		<p>При парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, при отсутствии необходимости сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию рабочей секции шин</p>
<p>№ 110-5Н; 220-5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий</p>		<p>2Л+2Т. Проходные ПС, при необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ</p>
<p>№ 110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов</p>		<p>2Л+2Т. Проходные ПС, при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе</p>

Обозначение и наименование схемы	Схема изображения ТП	Область применения
<p>№ 110-6 Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя</p>		<p>3Л+2Т. Напряжение 110 кВ, применяется для проходных и ответвительных подстанций</p>
<p>№ 110-6А Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя</p>		<p>3Л+2Т. Напряжение 110 кВ, при трех линиях и отсутствии перспективы расширения. Применяется при необходимости АВР на шинах 110 кВ</p>
<p>№ 220-5 Мостик с выключателями в перемычке и цепях трансформаторов</p>		<p>2Л+2Т. Для проходных подстанций 220 кВ</p>
<p>№ 220-8 Расширенный четырехугольник</p>		<p>4Л+2Т. Применяется на напряжении 220 кВ при отсутствии перспективы расширения</p>

На рис. 4.9 приведена главная схема электрических соединений подстанции с трансформаторами 2хТДТН-40-110/35/10. В качестве РУ высокого напряжения 110 кВ принята схема № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

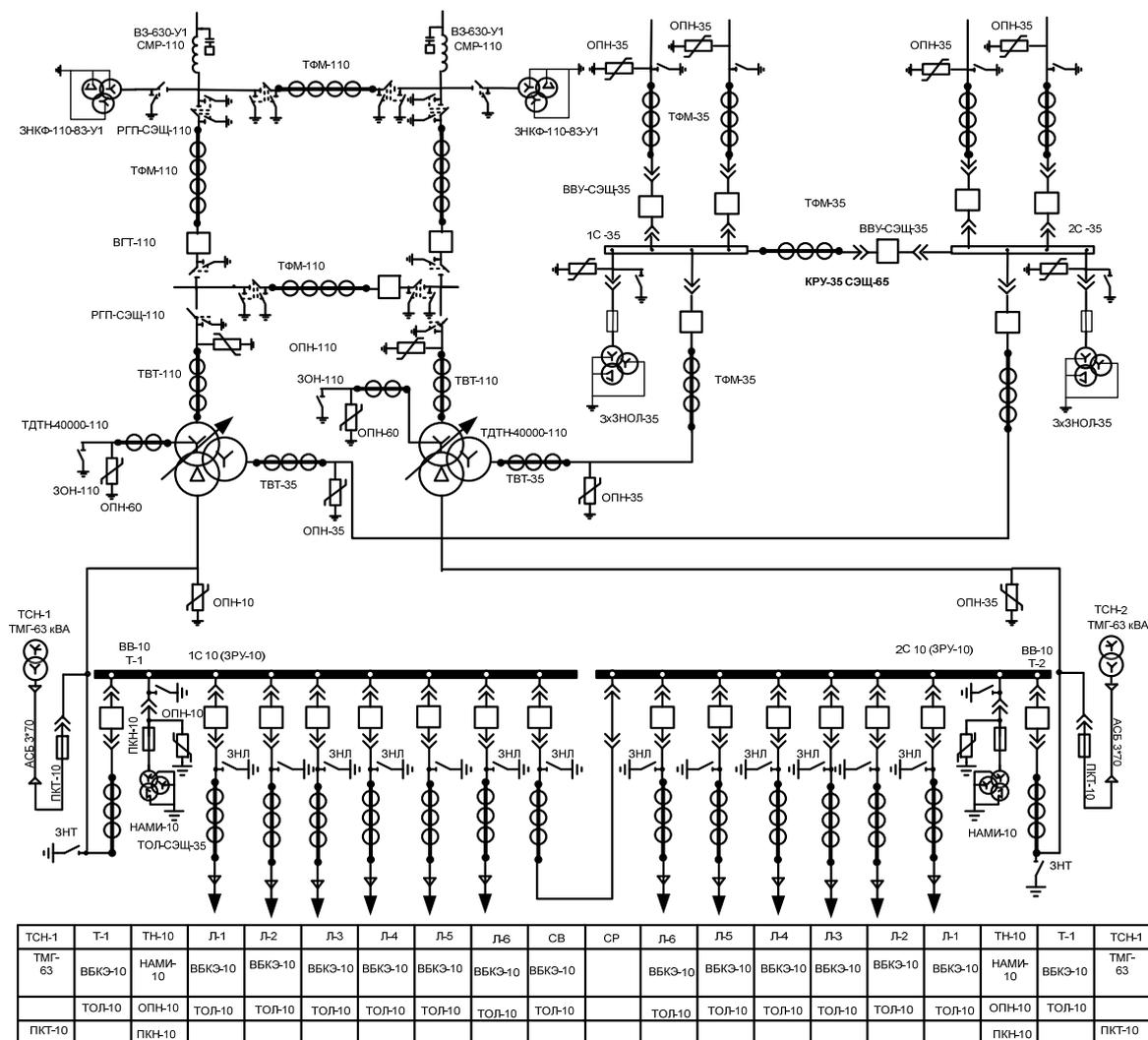


Рис. 4.9. Главная схема электрических соединений подстанции с трансформаторами 2хТДТН-40-110/35/10

В современных электроустановках при типовом проектировании принято устанавливать трансформаторы тока во всех трех фазах для всех РУ. Это связано с тем, что в сетях среднего напряжения (6–35) НТП не рекомендуют применение «изолированной нейтрали», и поэтому может потребоваться отключение однофазных КЗ на землю. Трансформаторы тока напряжением 110 кВ применяются обычно с четырьмя вторичными обмотками, а в ячейках 6–35 кВ устанавливаются современ-

ные трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками (обычно 0,5; 0,5S; 10P). В нейтрали трансформаторов 150 и 110 кВ принято устанавливать комплект: заземлитель или короткозамыкатель соответствующего напряжения и параллельно включенный ОПН напряжением 55–75 кВ. Это характерно для сетей с эффективно-заземленной нейтралью. Для сетей 220 кВ и выше разземление нейтрали трансформаторов не рекомендуется. Нейтрали автотрансформаторов во всех случаях заземляются. Для современных РУ напряжением 35 кВ выпускается достаточно большое количество КРУ-35. Применение КРУ позволяет применить современные технологии в сооружении подстанций, уменьшить площадь отводимую для РУ-35.

В современных электроустановках не рекомендуется применение масляных и воздушных выключателей. В комплектных РУ 6–35 кВ обычно применяются вакуумные выключатели, установка элегазовых выключателей требует дополнительного обоснования, например, при частых коммутациях. В открытых РУ 35 кВ и выше устанавливаются обычно элегазовые выключатели. При этом все фирмы выпускают на все классы напряжений 35 кВ и выше два типа элегазовых выключателей: колонковые и баковые. В баковых выключателях на вводах имеются встроенные трансформаторы тока (два или три на ввод). Применение баковых выключателей создает принципиальную возможность уменьшить размеры РУ.

ГЛАВА 5. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1. Общая характеристика потребителей собственных нужд подстанций

Приемниками электроэнергии СН подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов РУ с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанций. К шинам СН кроме постоянных потребителей могут подключаться также различные передвижные устройства (испытательные станции, установки масляного хозяйства). Наиболее ответственными приемниками СН являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа ос-

нового оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным. Для электроснабжения потребителей СН подстанций предусматриваются трансформаторы собственных нужд (ТСН) со вторичным напряжением 380/220 В, которые получают электроэнергию от сборных шин РУ 6(10) кВ, а на тяговых подстанциях – от шин РУ 27,5 кВ или РУ 35 кВ. Такая схема питания ТСН обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения потребителей СН при повреждениях на шинах РУ, от которого питаются ТСН. Поэтому ТСН трансформаторных подстанций предпочитают подключать к выводам низшего напряжения главных понижающих трансформаторов – на участках между трансформатором и выключателем. Питание потребителей СН электроустановок может быть индивидуальным, групповым и смешанным. При индивидуальном питании каждый потребитель получает электроэнергию от шин СН по индивидуальному кабелю, чем обеспечивается высокая надежность электроснабжения, но это приводит к значительному расходу кабелей. При групповом питании потребители получают энергию от групповых щитков и сборок, расположенных вблизи группы потребителей и подключенных одним кабелем к шинам СН. При этом снижается расход кабеля, но возникают дополнительные расходы на групповые щитки и сборки, снижается надежность электроснабжения, так как повреждение кабеля приводит к отключению всех потребителей данной группы. Обычно применяется смешанное питание, при котором ответственные потребители питаются по индивидуальным кабелям непосредственно от шин СН, а остальные – от групповых щитков и сборок.

Приемники СН подстанций по степени ответственности делятся на три группы. Первая группа – это приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания электроприемников 1-й группы необходимы два источника с автоматическим включением резерва (I категория по ПУЭ).

Вторая группа – это приемники, отключение которых допустимо на 20–40 мин для подстанций с дежурным персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Вос-

становление питания у приемника этой группы осуществляется вручную (II категория по ПУЭ).

К третьей группе относятся приемники, отключение которых допустимо на более длительное время (III категория по ПУЭ).

Мощность потребляемая собственными нуждами подстанций зависит от состава потребителей СН и режима их работы. Основные потребители СН приведены в табл. 5.1. Мощность потребляемая системой охлаждения трансформатора зависит от номинальной мощности трансформатора и его системы охлаждения. При установке воздушных выключателей требуется компрессорная установка, мощность которой определяется количеством и типом принятых к установке выключателей.

Таблица 5.1

Основные потребители собственных нужд подстанций

Наименование
1. Охлаждение трансформаторов
2. Подогрев КРУ и шкафов РЗА
3. Питание оперативных цепей, РЗА, телемеханика
4. Маслохозяйство
5. Освещение ОРУ
6. Освещение и отопление ЗРУ и ОПУ
7. Система пожаротушения

Потребители СН подстанций питаются от сети 380/220 В. На двухтрансформаторных подстанциях применяются два ТСН, мощность которых определяется из расчетной нагрузки и допустимой аварийной перегрузки 1,3–1,4. Для наиболее мощных подстанций мощность ТСН не превышает 630 кВА.

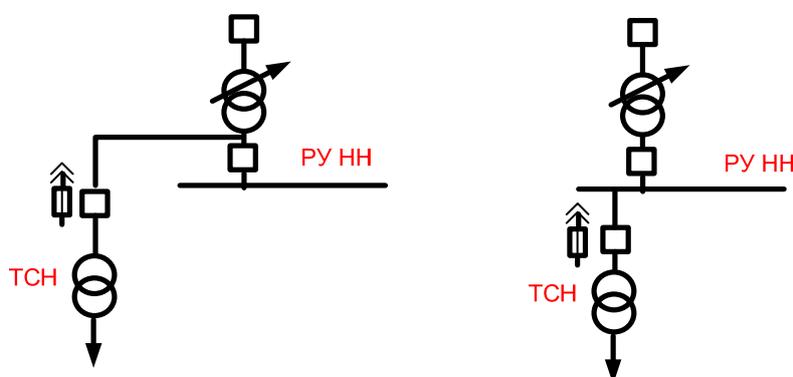


Рис. 5.1. Схемы подключения ТСН на подстанциях

На современных подстанциях применяется постоянный оперативный ток. Трансформаторы собственных нужд могут подключаться через предохранители или выключатели непосредственно к РУ НН или «отпайкой» на участке между силовым трансформатором и вводным выключателем.

5.2. Расчет электрических нагрузок и норм годового электропотребления собственных нужд подстанций

Расчетные максимальные нагрузки и нормированное годовое электропотребление системы СН подстанции определяются в значительной мере номинальным напряжением и установленной мощностью трансформаторов. Приближенные расходы электроэнергии на СН подстанций приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Максимальные нагрузки собственных нужд подстанций

Наименование	Высшее напряжение, кВ			
	110	220	330	500
Электрическая нагрузка, кВт	25–85	120–410	175–460	550–620
Потребление электроэнергии, тыс. кВтч/год	125–325	600–2050	880–2300	2750–3100

Электрические нагрузки и расход электроэнергии на отопление помещений

Для подогрева выключателей, приводов, а также для отопления помещений подстанции не подключенных к системе теплоснабжения применяются электрические нагреватели. Мощность и нормативный расход электроэнергии на обогрев и вентиляцию помещений зависит от климатической зоны.

Республика Беларусь находится в «умеренно теплой» климатической зоне. В расчетах условно принимается 200 зимних суток и 165 летних.

Расход электроэнергии на обогрев помещений подстанции определяется по выражению:

$$\mathcal{E}_o = \frac{x_o V (t_{вн}^p - t_n^{cp}) \tau_{от} \cdot 24}{3,6 \cdot 10^6}, \text{ тыс. кВтч.}$$

Расход электроэнергии на вентиляцию помещений подстанции:

$$\mathcal{E}_B = \frac{x_B V (t_{BH}^p - t_H^{cp}) \tau_{от} \cdot 16}{3,6 \cdot 10^6}, \text{ тыс. кВтч,}$$

где x_o , x_B – соответственно, удельная тепловая характеристика здания для отопления и вентиляции (кДж/(м³ч · С). Для расчетов: $x_o = 1,59$ кДж/(м³ч · С); $x_B = 0,34$ кДж/(м³ч · С); $\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода; t_{H0}^{cp} , t_{HB}^p – средняя и расчетная температуры наружного воздуха для отопления, соответственно; t_{HB}^{cp} , t_{HB}^p – средняя и расчетная температуры наружного воздуха для вентиляции, соответственно.

Расчетные температуры и продолжительность отопительного периода для регионов Республики Беларусь приведены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Расчетные параметры для определения норм на отопление подстанций

Название	Расчетная температура наружного воздуха для отопления t_{H0}^p	Расчетная температура наружного воздуха для вентиляции t_{HB}^p	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период t_{H0}^{cp}	Продолжительность отопительного периода $\tau_{от}$, СУТ
Брестэнерго	-21	-8	0,1	187
Витебскэнерго	-25	-11	-2,1	207
Гомельэнерго	-24	-11	-1,6	194
Гродноэнерго	-22	-8	-0,5	194
Минскэнерго	-24	-10	-1,6	202
Могилевэнерго	-25	-11	-1,9	204

В табл. 5.4 приведены обобщенные нагрузки и нормы расхода электроэнергии на обогрев, вентиляцию помещений ОПУ для умеренно теплого климатического района. Температурные коэффициенты для умеренно теплой климатической зоны принимаются равными 1.

Таблица 5.4

Электрические нагрузки и расход электроэнергии СН ОПУ

Размер ОПУ	Обогрев		Вентиляция		Всего отопление и вентиляция		Освещение ОПУ, ЗРУ	
	т кВтч	P, кВт	т кВтч	P, кВт	т кВтч	P, кВт	т кВтч	P, кВт
1. 12 × 18 м	26,2	13,0	1,9	1,9	28,1	14,9	1,0	3,0
2. 12 × 24 м	38,2	17,3	1,9	2,5	40,1	19,8	1,0	4,0
3. 12 × 36 м	54,7	22,9	2,9	3,3	57,6	26,2	3,0	5,0
4. 12 × 42 м	63,0	26,7	2,9	3,8	65,9	30,5	5,1	7,0
5. 12 × 48 м	72,0	30,5	5,8	4,4	77,8	34,9	5,8	8,0

Расход электроэнергии на отопление и вентиляцию для ОПУ иных размеров следует определять по фактическим объемам помещений.

Электрическое освещение подстанции

Электрическое освещение производственных помещений подстанции должно соответствовать требованиям СНИП 23-05–95. Нормативные требования к освещению помещений определяются характером выполняемых работ и принятой системы электрического освещения. Для общего рабочего освещения помещений применяются, как правило, люминесцентные лампы. Для аварийного освещения применяются лампы накаливания, а также люминесцентные лампы – в помещениях с минимальной температурой воздуха не менее 5 °С и при условии питания ламп во всех режимах напряжением не ниже 90 % номинального. Применение светодиодных ламп, в системе аварийного освещения, позволяет снизить электрические нагрузки в системе оперативного тока. При определении расчетных электрических нагрузок для электрического освещения помещений подстанции можно применять обобщенные показатели: $P_{уд.зру} = 6,0–11,0 \text{ Вт/м}^2$; $P_{уд.опу} = 15,0–22,0 \text{ Вт}$. Нормированные освещенности для производственных помещений и участков подстанций приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Нормы освещенности для подстанций

Наименование помещений производственных участков, оборудования, рабочих мест	$E_{н}$, Лк	$E_{ав}$, Лк	P, показатель ослепленности
1. Стол дежурного, лаборатория ремонта приборов РЗА	300	15	40
2. Щиты управления, лаборатория высоковольтных испытаний	200	15	40

Наименование помещений производственных участков, оборудования, рабочих мест	$E_{н,}$ Лк	$E_{ав,}$ Лк	P , показатель ослепленности
3. Помещение релейных щитов, панели РЗА	150	10	40
4. Коридоры управления и обслуживания ЗРУ	100	5	–
5. ОРУ – указатели масла, газовые реле, ножи разъединителей, КРУН	10	–	–
6. ОРУ – вводы трансформаторов, выключателей, приводы выключателей и разъединителей	5	–	–

Освещение рабочих поверхностей ОРУ может выполняться лампами ДРЛ, ДРИ, ДНАТ, а также более энергоэффективными светодиодными или индукционными люминесцентными лампами. При этом должны выполняться необходимые требования к освещенности рабочих поверхностей.

Для освещения ОРУ обычно применяется прожекторное освещение. Прожекторы могут располагаться группами на ближайших к ОРУ крышах построек, верхних площадках обслуживания ОРУ, площадках молниеотводов и на специальных прожекторных мачтах. Не рекомендуется применение специальных осветительных мачт, используя по возможности имеющиеся строения и мачты молниеотводов. Группы прожекторов располагают с учетом размещения основного оборудования так, чтобы они размещались над свободными участками местности ОРУ. Расстояние между группами прожекторов ПЗС должно быть менее 15-кратной высоты их установки и обычно принимают равным 4, 6-кратной высоте. Варианты расположения осветительных приборов на плане определяются в соответствии с принятым типом прожектора, мощностью лампы, углом наклона оптической оси и высотой его установки, при этом должны быть обеспечены требуемые нормами уровни освещенности. В ряде случаев прожекторы располагаются на конструкциях (порталах) самого ОРУ. При этом нужно обеспечить безопасное обслуживание и доступ к прожекторной установке без снятия напряжения на оборудовании ОРУ. Расстояние от прожекторных установок до токоведущих частей следует принимать с учетом требований ПУЭ, удовлетворяющих безопасности обслуживания электроустановок. Для выполнения срочных работ по ликвидации аварии в ночное время предусматриваются переносные осветительные установки.

В табл. 5.6 приведены обобщенные показатели электропотребления установок электрического освещения ОРУ подстанции.

**Электрические нагрузки и нормы годового электропотребления
на подстанции**

Тип п/ст, ОРУ высокого напряжения		35 кВ	110–150/ 6–10	150–110/35/ 6–10	220/110	330
Освещение ОРУ п/ст	W , тыс. кВтч/год	0,4	1,5	3,0	6,0	8,0
	$P_{уст}$, кВт	1,0–2,0	4,0–7,0	5,0–8,0	8,0–12,0	12,0–15,0
Телемеханика и связь	W , тыс. кВтч/год	1,9	4,8	8,7	26,2	43,8
	$P_{уст}$, кВт	0,2–0,25	0,5–0,6	0,9–1,2	3,0–3,2	5,0–5,5
Зарядно- подзарядные устройства	W , тыс. кВтч/год	3,3	6,0	16,5	44,1	132,8
	$P_{уст}$, кВт	3,0	6,0	12	20	60
Вентиляция аккумулятор- ной батареи	W , тыс. кВтч/год	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4
	$P_{уст}$, кВт	0,5	1,0	1,5	2,0	2,0
Прочие нагрузки	W , тыс. кВтч/год	2,2	2,2	3,3	7,1	7,4

Для подстанций 35–110 кВ находят применение шкафы оперативного тока с необслуживаемыми аккумуляторными батареями. При этом необходимые объемы замены воздуха помещений часто обеспечиваются естественной вентиляцией. Расчет электрических нагрузок и определение мощности трансформаторов СН выполняется с учетом всех основных потребителей СН подстанции: охлаждение трансформаторов; отопление, вентиляция и освещение помещений подстанции; освещение ОРУ подстанции; обогрев КРУН, приводов выключателей, разъединителей; зарядно-подзарядные устройства и оперативные цепи управления; аппаратура связи и телемеханики; прочее (бытовые потребители, небольшой ремонт и др.).

Расчетная мощность электроприемников СН определяется с учетом коэффициента спроса (табл. 5.7) учитывающего использование установленной мощности и одновременность их работы.

Таблица 5.7

Коэффициенты спроса основных приемников собственных нужд

Наименование электроприемника	K_c
1. Освещение ОРУ	0,35–0,5
2. Освещение помещений	0,6–0,7

Окончание табл. 5.7

Наименование электроприемника	K_c
3. Охлаждение трансформаторов	0,8–0,85
4. Зарядно-подзарядные агрегаты	0,12
5. Электроподогрев выключателей и электроотопление	1,0

Таблица 5.8

Нормы расхода электроэнергии на обогрев высоковольтных аппаратов и шкафов КРУ

$U_{ном}$	Наименование	Тыс. кВтч	$P_{уст}$, кВт
35 кВ	Выключатели: ВР-35, ВВН-35 II	0,01–0,05	0,5
	ВГБЭ-35	1,19	1,7
	ВБС-35	1,58	1,6
110 кВ	ЛТВ-145D1, ЗАРFG-145	0,71–0,75	0,5–1,0
	ЗАРI-DT-145	2,7	1,7
	ВГТ-110, ВЭБ-110	2,5	4,4
220 кВ	ЛТВ-245	1,65	1,1
330 кВ	ЗАР2F1-362, ЗАР1FG-420, ЛТВ-420	1,41–1,65	2,5
110–330 кВ	Приводы разъединителей	0,8	0,25–1,0
	КРУН с вакуумным выключателем	0,1	1,0
	К30; К34, К36	0,3	1,1

В табл. 5.9 приведены нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 5.9

Электрические нагрузки на охлаждение силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Тип и мощность трансформаторов	Расход, тыс. кВтч	P , кВт
1. ТД-10000; ТДН-10000; ТДНС-10000; ТДТН-10000; ТДН-16000	8,8	1,5
2. ТД-16000/35; ТДНС-16000; ТДТН-16000	11,0	2,0
3. ТРДН-25000; ТРДНС-25000; ТДТН-25000	13,1	2,5
4. ТРДН-32000	15,3	3,5
5. ТРДН-40000; ТРДНС-40000; ТРДН-63000	17,5	4,0
6. ТДТНГ-40000; ТДТН-63000; ТРДНС-63000	24,1	4,5
7. ТДТН-80000	32,0	7,5

Тип и мощность трансформаторов	Расход, тыс. кВтч	P, кВт
8. ТРДЦН-63000; АДЦТНГ-63000	131,4	22,2
9. АДЦТНГ-125000	192,2	24,0
10. ТДЦГ-125000	244,4	25,0
11. ТРДЦН-125000; ТДЦ-200000; АДЦТН-250000	323,9	29,6
12. АДЦТН-200000; ТДЦ-250000	432,4	44,4
13. ТДЦ-400000; АДЦТН-250000	555,3	51,8
14. АДЦТН-400000; ТДЦ-400000	576,6	59,2

Пример 5.1

Рассчитать электрические нагрузки и выбрать мощность ТСН для подстанции с трансформаторами 2хАДЦТН-63000-220/110/10. На подстанции отапливаются два здания: ЗРУ, совмещенное с ОПУ – 12 × 45 × 3,2 м; здание административных и вспомогательных служб – 10 × 45 × 3,5 м. Выключатели ОРУ: 220 кВ ЛТВ-245 – 7 шт; 110 кВ ЛТВ-145 Д1 – 8 шт.

Расчет

Определяем максимальную мощность устройств для обогрева и вентиляции помещений:

$$P_{\text{о.зру}} = \frac{x_{\text{о}} V_{\text{зру}} (t_{\text{вн}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{cp}})}{3,6 \cdot 10^6} = \frac{1,59 \cdot 1728(16 + 24)}{3,6 \cdot 10^6} = 30,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{о.адм}} = \frac{1,59 \cdot 1575(16 + 24)}{3,6 \cdot 10^6} = 27,8 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в.зру}} = \frac{x_{\text{в}} V_{\text{зру}} (t_{\text{вн}}^{\text{p}} - t_{\text{н}}^{\text{cp}})}{3,6 \cdot 10^6} = \frac{0,34 \cdot 1728(16 + 24)}{3,6 \cdot 10^6} = 4,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в.адм}} = \frac{0,34 \cdot 1575(16 + 24)}{3,6 \cdot 10^6} = 4,0 \text{ кВт}.$$

Таблица 5.10

Расчет электрических нагрузок

Наименование	$P_{\text{уст}}$, кВт	$K_{\text{с}}$
Обогрев и вентиляция ЗРУ и ОПУ	34,9	1,0
Обогрев и вентиляция здания администрации	31,8	1,0

Наименование	$P_{уст}, \text{кВт}$	K_c
Охлаждение трансформаторов	44,4	0,8
Обогрев ЛТВ-245(7 × 1,1)	7,7	1,0
Обогрев ЛТВ-145 D1(8 × 1,0)	8,0	1,0
Наружное освещение	10,0	0,4
Зарядно-подзарядные устройства	20,0	0,12
Освещение помещений	8,0	0,6
Аппаратура связи и телемеханики	3,2	1,0
Вентиляция аккумуляторной батареи	0,5	0,6
Прочее	3,0	0,7

Расчетная мощность СН: $P_{расч} = \sum P_i K_{ci} = 134,7 \text{ кВт}$; $\cos_{расч} = 0,8$;
 $S_{расч} = P_{расч} / \cos\varphi = 134,7/0,8 = 168,4 \text{ кВА}$.

Расчетная мощность ТСН: $S_{т.расч} = 168,4/1,4 = 120,3 \text{ кВА}$.

Предлагается к установке трансформатор ТМГ-160-10/0,4.

Пример 5.2

Рассчитать нормы потребления электроэнергии на СН подстанции. Подстанция 110/35/6 кВ. Климатический район – умеренно теплый.

Оборудование:

Трансформаторы: 2хТДТНГ-40000.

Выключатели: 7хВЭБ-110; 8хВГБЭ-35.

Расчет

Обдув трансформаторов	$24,1 \cdot 2 = 48,2 \text{ кВтч}$
Обогрев и вентиляция ОПУ (12 × 24)	$(38,2 + 1,9)1,0 = 40,21$
Освещение ОПУ	1,0
Обогрев ЗРУ	$4,0 \cdot 1,0 = 4,0$
Наружное освещение	3,0
Зарядно-подзарядные устройства (2 × 5)	$10,0 \cdot 0,12 \cdot 8760 = 10,5$
Вентиляция аккумуляторной батареи	4,2
Обогрев выключателей и привода	$(1,6 + 2,8)7 = 69,3$ $1,19 \cdot 8 = 9,52$
Аппаратура связи и телемеханики	8,7
($P_{уст} = 1,0 \text{ кВт}$)	
Прочие	3,3
<i>Итого</i>	<u>201,93 кВтч</u>

5.3. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Приемниками электроэнергии СН подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов РУ с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанций. Наиболее ответственными приемниками СН являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции.

Приемники СН, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным.

Для электроснабжения потребителей СН подстанций предусматриваются ТСН с вторичным напряжением 380/220 В.

Как правило, применяется смешанное питание, при котором ответственные потребители питаются по индивидуальным кабелям непосредственно от шин СН, а остальные – от групповых щитков и сборок.

Для нормирования расхода электроэнергии на СН и выбора мощности потребителей СН применяется «Инструкция по нормированию... РД 34.09.208» от 23.04.81.

Применение современных типов высоковольтных аппаратов, оборудования и технологий позволяет значительно снизить электропотребление на СН подстанций.

Основные направления энергосбережения в системе СН:

1. Замена воздушных выключателей ОРУ на элегазовые позволяет отказаться от компрессорного хозяйства. При этом снижение электропотребления обусловлено отсутствием компрессоров, которые работают на восполнение утечек в системе воздухопроводов, а также уменьшением мощности устройств подогрева. Давление воздуха в дугогасительных камерах воздушных выключателей составляет 0,2–0,4 МПа, при этом компрессоры работают 4–6 ч в сутки на восполнение утечек воздуха даже при отсутствии операций выключателями.

2. Замена масляных выключателей ОРУ и ЗРУ приводит к уменьшению токов включения, которые составляют сотни ампер у масляных

баковых. Это снижает расход на устройства подогрева выключателей и приводов, а также позволяет уменьшить емкость АБ в системе оперативного тока.

3. Применение энергоэффективных источников света для освещения ОРУ, ЗРУ, ОПУ. Для освещения ОРУ, как правило, применяются прожектора с лампами накаливания или галогенными лампами. Применение ламп с более высокой световой отдачей (ДРЛ, ДНАТ, индукционных, светодиодных) позволит снизить электропотребление. Для ОПУ и ЗРУ обычно применяются люминесцентные лампы и лампы накаливания, которые можно заменить на люминисцентные с ЭПРА, компактные и светодиодные.

4. Снижение электропотребления цепей оперативного тока приводит к уменьшению расчетной емкости аккумуляторной батареи (АБ). Для подстанций без сборных шин в РУ ВН емкость АБ обычно не превышает 50 Ач, а для подстанций со сборными шинами в РУ ВН зависит от количества присоединений и напряжения (обычно не больше 100–150 Ач). Так как АБ работает в буферном режиме, то оперативные цепи в нормальном режиме получают питание от зарядно-выпрямительного устройства (ЗВУ). Расчетный ток нагрузки ЗВУ принимают $I_{\text{расч}} = 0,3C_{\text{аб}}$. При этом $P_{\text{расч}} = U_{\text{ном}} I_{\text{расч}}$. Уменьшение потребления в системе оперативного тока обусловлено применением современных МП-защит, систем связи и телемеханики.

5. Регулирование производительности охладителей трансформатора. Одним из путей снижения расхода электроэнергии на СН подстанций и электростанций является оптимизация управления охлаждением трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110–330 кВ (системы охлаждения «Д» и «ДЦ»). Выполненный анализ работы систем охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов свидетельствует, что необходимый температурный режим (отсутствие перегрева) можно обеспечить меньшим количеством работающих охладителей (вентиляторов и маслонасосов).

Разработанная микропроцессорная система на базе программируемого микроконтроллера позволяет управлять вентиляторами обдува и маслонасосами. Система предусматривает непрерывный контроль трех параметров: тока нагрузки $I_{\text{тр}}$, температуры масла в верхних слоях $\theta_{\text{м}}$ и температуры наружного воздуха $\theta_{\text{в}}$. Разработанный алгоритм управления предусматривает отключение всех вентиля-

торов и маслонасосов, кроме двух насосов группы холостого хода при нагрузке трансформатора, не превышающей 55 %, и температуре масла верхних слоев меньше 35–40 °С. Если температура масла в верхних слоях превышает 55–60 °С, включаются все вентиляторы и маслонасосы. Следует ожидать, что на основании опыта эксплуатации возможно совершенствование алгоритма регулирования охладителей трансформаторов. Это позволит получить значительный энергосберегающий эффект. Представляется перспективным применение частотного регулирования вентиляторов и маслонасосов на основе контроля температуры наиболее нагретой точки обмоток трансформатора $\vartheta_{\text{ннт}}$.

6. Использование тепла низкотемпературных источников с применением тепловых насосов. Возможно применение тепла, выделяющегося при работе трансформатора для отопления и обогрева ОПУ.

При работе трансформаторов выделяется тепловая энергия, которая может использоваться для отопления и горячего водоснабжения подстанционных помещений (ЗРУ, ОПУ). Обычно эта тепловая энергия выделяется в окружающую среду.

Потери мощности в трансформаторе зависят от коэффициента загрузки:

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{\text{хх}} + K_3^2 P_{\text{кз}},$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Тепловые насосы (ТН) позволяют переносить выделяющуюся тепловую энергию и использовать ее на отопление и другие нужды.

Упрощенная схема применения ТН для отопления помещений подстанции приведена на рис. 5.2. Основными элементами ТН являются компрессор, испаритель и конденсатор. В контуре ТН циркулирует хладон.

Коэффициент преобразования ($\eta'_{\text{ТН}}$) ТН представляет собой отношение его тепловой мощности ($P_{\text{Т}}$) к мощности электрической ($P_{\text{эл}}$): $\eta'_{\text{ТН}} = P_{\text{Т}} / P_{\text{эл}}$. В свою очередь, тепловая мощность ТН складывается из его холодильной мощности ($P_{\text{х}}$) и мощности электрической: $P_{\text{Т}} = P_{\text{х}} + P_{\text{эл}}$. Коэффициент преобразования современных ТН обычно находится в диапазоне 3,5–4,5 и зависит от режима работы ТН и температуры источника тепловой низкопотенциальной энергии.

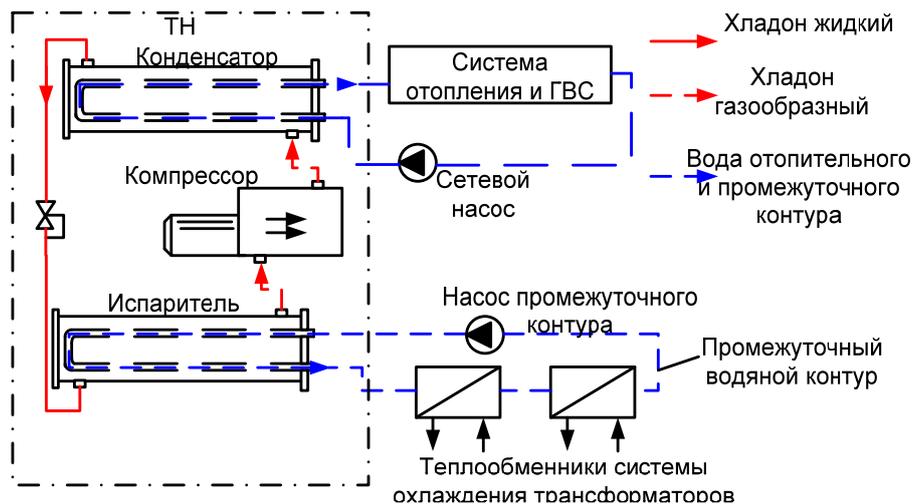


Рис. 5.2. Структурная схема применения теплового насоса в системе охлаждения трансформаторов

Пример 5.4

Определить необходимую электрическую мощность ТН для утилизации тепловой энергии, выделяющейся при работе трансформаторов 2хТДТН-63000. Коэффициент загрузки трансформатора $K_3 = 0,6$. Коэффициент преобразования ТН – $\eta'_{\text{ТН}} = 4,5$. Годовая потребность в тепловой энергии на отопление составляет: $Q_T = 110$ Гкал/год.

Решение

По справочнику для трансформаторов определяем: $P_{\text{ХХ}} = 55$ кВт; $P_{\text{кз}} = 285$ кВт. Потери мощности в трансформаторах: $\Delta P_{\text{тр}} = 2(P_{\text{ХХ}} + P_{\text{кз}} K_3^2) = 2(55 + 285 \cdot 0,6^2) = 315$ кВт.

Необходимая тепловая мощность на отопление: энергетический эквивалент 1 Гкал составляет 1,163 тыс. кВтч. Расчетная длительность отопительного сезона 194 дня. Средняя тепловая мощность на отопление: $P_{\text{т.ср}} = Q_T \cdot 1,163 / 194$; $P_{\text{т.ср}} = \frac{1,163 Q_{\text{т.год}}}{24 N_{\text{от}}} = \frac{1,194 \cdot 10^3 \cdot 110}{24 \cdot 194} = 28,2$ кВт.

Расчетная тепловая мощность с учетом неравномерности графика нагрузки и погрешностей расчета: $P_{\text{т.расч}} = K_3 P_{\text{т.ср}} = 1,3 \cdot 28,2 = 36,7$ кВт.

Тепловые потери в трансформаторах превышают расчетную тепловую мощность, необходимую на отопление: $315 \text{ кВт} \geq 36,7 \text{ кВт}$.

Расчетная электрическая мощность ТН:

$$P_{\text{эл.ТН}} = P_{\text{т.расч}} / \eta'_{\text{ТН}} = 36,7 / 4,5 = 8,2 \text{ кВт.}$$

ГЛАВА 6. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

6.1. Общие положения по выбору высоковольтных аппаратов

Все электрические аппараты должны выбираться по условиям продолжительных режимов работы и проверены по условиям КЗ.

Выбор аппаратов и проводников проектируемой установки начинают с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: продолжительных рабочих токов присоединений в нормальном и утяжеленном режимах, расчетных токов КЗ и т. д.

Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемых по каталогам и справочникам.

При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки (наружная или внутренняя), температуру окружающего воздуха, влажность, загрязненность помещения, а также габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения в РУ.

6.2. Выбор токоограничивающих реакторов

На подстанциях токоограничивающие реакторы устанавливаются обычно для ограничения ТКЗ в РУ низкого напряжения.

- При этом реакторы устанавливаются обычно последовательно с обмоткой низкого напряжения трансформатора.

- Для ограничения тока КЗ целесообразно иметь возможно большее индуктивное сопротивление реактора. Однако значение X_p должно быть ограничено допустимым значением потерь напряжения в реакторе в нормальном режиме работы установки.

- Обычно потери в нормальном режиме не превышают 2–3 %, а утяжеленном 6 %.

Номинальные параметры реакторов:

- порядок выбора линейных реакторов;
- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}$;
- индуктивное сопротивление X_p ;
- ток динамической стойкости $I_{\text{м.дин}}$;
- ток термической стойкости I_T и время t_T .

Реакторы выбирают по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}.$$

Индуктивное сопротивление реактора выбирают исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня, определяемого термической стойкостью кабелей заданного сечения или коммутационной способностью выключателей. Например, в распределительных сетях часто устанавливают вакуумные выключатели с током отключения $I_{\text{откл}} = 20$ кА. Первоначально известно значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить. Результирующее сопротивление цепи КЗ до места присоединения реактора (рис. 6.1) можно определить по выражению:

$$X_{\text{рез.к1}} = \frac{U_c}{I_{\text{пок1}} \sqrt{3}}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока за реактором должно быть меньше или равно току отключения выключателя:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл}}.$$

Сопротивление цепи КЗ до точки К2 за реактором:

$$X_{\text{рез.к2}} = \frac{U_c}{I_{\text{пок2}} \sqrt{3}}.$$

Разность полученных сопротивлений даст необходимое сопротивление реактора:

$$X_{\text{р.рас}} = X_{\text{рез.к2}} - X_{\text{рез.к1}}.$$

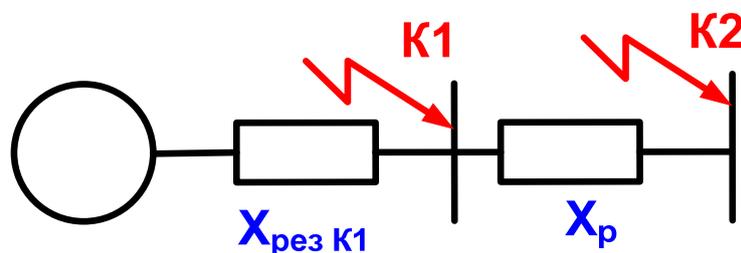


Рис. 6.1. Схема замещения для определения сопротивления реактора

Выбирают по каталогу тип реактора с ближайшим большим значением X_p и рассчитывают действительное значение периодической составляющей тока КЗ за реактором:

$$I_{\text{п0ф}} = \frac{U_c}{\sqrt{3}(x_p + x_c)}.$$

Выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую стойкость; $i_y \leq I_{\text{махдин}}$, где i_y – ударный ток трехфазного КЗ за реактором.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

$$B_k \leq I_T^2 t_T,$$

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

Короткое замыкание за реактором можно считать удаленным, поэтому

$$B_k = I_{\text{пок2}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a),$$

при этом в значение $t_{\text{откл}}$ входит время действия релейной защиты отходящих линий, составляющее 1–2 с.

Необходимо также определить потерю напряжения на реакторе в нормальном режиме и остаточное напряжение на шинах установки при КЗ за реактором (в процентах):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{раб}} x_p \sin \varphi \cdot 100 / U_{\text{ном}}, \% \leq \Delta U_{\text{доп}};$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_{\text{п0}} x_p \cdot 100 / U_{\text{ном}}, \%,$$

а также сравнить полученные значения с допустимыми.

Пример 6.1

На понижающей подстанции в РУ 6 кВ расчетный ток КЗ составляет $I_{\text{п0}} = 22$ кА. Выбрать реактор для ограничения токов КЗ до значения, удовлетворяющего термической стойкости кабеля $q_{\text{ал}} = 150$ мм². Наибольшая мощность утяжеленного режима обмотки низкого напряжения составляет 16 МВА. Время действия релейной защиты 1,2 с. Определить потерю напряжения на реакторе в нормальном режиме и остаточное напряжение на шинах при КЗ за реактором.

Решение

Фактическое сопротивление системы и максимальный рабочий ток, соответственно: $X_{с.ф} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 22} = 0,276 \text{ Ом}; I_{м.р} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,46 \text{ кА}.$

Термический импульс КЗ:

$$B_k = I_{п0ж}^2 (t_o + T_a) = q^2 C^2 = 150^2 \cdot 90^2 = 182,2 \cdot 10^6, \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Желаемый ток КЗ:

$$I_{п0ж} = \sqrt{\frac{B_k}{(t_o + T_a)}} = \sqrt{\frac{182,2 \cdot 10^6}{(1,2 + 0,06 + 0,01)}} = 12,0 \text{ кА}.$$

Желаемое сопротивление системы: $X_{с.ж} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12} = 0,51 \text{ Ом}.$

Желаемое сопротивление реактора: $X_{р.ж} = 0,51 - 0,276 = 0,234 \text{ Ом}.$

Выбираем реактор РБА-10-1000-0,28; $i_{дин} = 45 \text{ кА}; I_{т.с} = 25,6 \text{ кА}; t_{т.с} = 8 \text{ с}.$

Ударный ток КЗ: $i_y = 1,42 \cdot 1,37 \cdot 10,9 = 21,2 \text{ кА}.$

Ток КЗ за реактором: $I_{п0р} = \frac{10,5}{1,73(0,25 + 0,276)} = 11,45 \text{ кА}.$

Термическая стойкость:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 11,45^2 (1,2 + 0,06 + 0,01) = 166,5 \text{ кАс};$$

$$166,5 \text{ кА} \cdot \text{с} < I_{тс}^2 t_{тс} = 19,3^2 \cdot 8 = 2979,0 \text{ кАс}.$$

Динамическая стойкость: $i_{д.с} \geq i_y; 45,0 \geq 21,2 \text{ кА}.$

Потеря напряжения в рабочем утяжеленном режиме:

$$U_{п} = 1,73 \cdot I_{раб} x_p \sin \varphi \cdot 100 / U_{ном} (\%) = \\ = 1,73 \cdot 1,46 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot 100 / 6,3 = 6,02 \%$$

Остаточное напряжение при КЗ за реактором:

$$U_{ост} = 1,73 \cdot I_{п0} \cdot x_p \cdot 100 / U_{ном} (\%) = 1,73 \cdot 10,9 \cdot 0,28 \cdot 100 / 10,0 = 52,8 \%$$

Пример 6.2

Выбрать сдвоенный реактор в цепи отходящих линий: $U_{н} = 10 \text{ кВ}; I_{м.р} = 4 \cdot 500 \text{ А}; \cos \varphi = 0,8; I_{п0} = 28 \text{ кА}; t_{откл} = 1,8 \text{ с}.$ Допустимый ток

отключения $I_{\text{откл}} = 20$ кА. Определить потерю напряжения на реакторе в максимальном рабочем режиме, а также остаточное напряжение на шинах при КЗ за реактором.

Решение

Определяем фактическое и желаемое сопротивление системы соответственно: $X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 28,0} = 0,217$ Ом;

$$X_{\text{с.жел}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом.}$$

Желаемое сопротивление реактора: $X_{\text{р.жел}} = 0,303 - 0,217 = 0,086$ Ом.

Предлагается к установке реактор РБАС-2х1000-10-0,14.

Сопротивление системы с реактором: $X_{\text{с-р}} = 0,217 + 0,14 = 0,357$ Ом.

Ток КЗ за реактором: $I_{\text{пор}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,357} = 17,0$ кА.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = 17^2 (1,8 + 0,06 + 0,01) = 523,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad t_{\text{т.с}} = 8 \text{ с}; \quad I_{\text{т.с}} = 24,8 \text{ кА.}$$

$$B_k \geq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}.$$

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_y = 17,0 \cdot 1,42 \cdot 1,37 = 33,1 \text{ кА}; \quad i_{\text{д.с}} = 63 \text{ кА};$$

$$i_{\text{д.с}} \geq i_y; \quad 63 \geq 33,1 \text{ кА.}$$

Потеря напряжения на реакторе:

$$U_{\text{пот.р}} = 1,73 \cdot 1,0 \cdot 0,14 (1 - 0,5) 0,6 \cdot 100 / 10,5 \% = 0,692 \%.$$

Остающееся напряжение за реактором:

$$U_{\text{ост}} = 1,73 \cdot 17 \cdot 0,14 \cdot 100 / 10,5 = 39,2 \%.$$

6.3. Высоковольтные выключатели

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номинальный уровень изоляции; номинальная частота $f_{\text{ном}}$; номинальный ток $I_{\text{ном}}$; номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}}$; номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудаленных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры.

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (линейное) – это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать наибольшие рабочие напряжения, установленные для продолжительной работы.

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток – действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500А.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

– по длительному току утяжеленного режима:

$$I_{\text{раб.н}} \leq I_{\text{ном}}; \quad I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{п0}}$ и i_y – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ и ударного тока в цепи, для которой выбирается выключатель.

Выбрав выключатель по параметрам продолжительного режима работы, а следовательно, зная $t_{с.в.}$, находят τ и для этого момента времени определяют периодическую $I_{пт}$ и аperiodическую $i_{ат}$ составляющие тока КЗ.

Далее проверяют выключатель на симметричный ток отключения $I_{пт}$ и на возможность отключения аperiodической составляющей $i_{ат}$. Определяют процентное содержание $i_{ат}$ в токе:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} I_{пт}}$$

и проверяют выполнение условия $\beta \leq \beta_{ном}$.

Если условие $I_{пт} \leq I_{откл}$ выполняется, а $\beta > \beta_{ном}$ (велика доля аperiodического тока), то в соответствии с ГОСТ 687–78 допускается выбирать выключатель по полному току:

$$(\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2}I_{откл} (1 + \beta_{ном} / 100).$$

При выборе выключателей по включающей способности достаточно, чтобы были выполнены условия

$$I_{п0} \leq I_{вкл} i_y \leq I_{м.вкл}.$$

Для выключателей генераторов проверку по включающей способности следует выполнять по току, возникающему при несинхронном включении в противофазе.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям:

$$I_{п0} \leq I_{дин}; \quad i_y \leq I_{м.дин}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ и найденным в каталоге значениям I_T и t_T :

$$B_k \leq I_T^2 t_T.$$

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую и термическую стойкость является трехфазное КЗ.

Перспективным является применение элегазовых выключателей и элегазовых РУ на все напряжения. Для распределительных сетей 6, 10 кВ в настоящее время можно рекомендовать вакуумные выключа-

тели в составе комплектных РУ, которые обладают большим сроком службы и коммутационным ресурсом.

При выборе высоковольтных выключателей в учебном проектировании обычно бывает достаточным выполнить проверку по условиям в табл. 6.1, выделенным жирным шрифтом.

Таблица 6.1

Выбор выключателей

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.утяж}$	$I_{ном}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
$I_{пт}$	$I_{откл}$	$I_{пт} \leq I_{откл}$
$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2}I_{пт}} \cdot 100$	$\beta_{ном}$	$\beta \leq \beta_{ном}$
$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}$	—	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} (1 + \beta_{ном} / 100)$
$I_{п0}$	$I_{вкл}$	$I_{п0} \leq I_{вкл}$
i_y	$I_{м.вкл}$	$i_y \leq I_{м.вкл}$
$I_{п0}$	$I_{дин}$	$I_{п0} \leq I_{дин}$
i_y	$I_{м.дин}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
B_k	I_T, t_T	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Пример 6.3

В связи с реконструкцией подстанции 110 кВ с трансформаторами 2×40 МВА выбрать выключатели взамен отделителей и короткозамыкателей: $I_{раб.утяж} = 1,4I_{ном.т}$; $I_{п0} = 3,4$ кА; $t_{рз} = 1,2$ с. Обосновать тип выбранного выключателя.

Решение

Токи рабочих режимов:

$$I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{40}{1,73 \cdot 110} = 0,21 \text{ кА}; I_{раб.утяж} = 1,4I_{ном} = 294 \text{ А.}$$

Токи КЗ $I_{п0} = 3,4$ кА; $i_y = \sqrt{2}K_y I_{п0} = 1,42 \cdot 1,7 \cdot 3,4 = 8,21$ кА;
 $t_{рз} = 1,2$ с. Термический импульс КЗ $B_k = I_{п0}^2 (t_{рз} + t_{с.в} + T_a) =$
 $= 3,4^2 (1,2 + 0,06 + 0,02) = 14,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Предлагается к установке элегазовый выключатель ВГТ-110 кВ, так как он является взрыво- и пожаробезопасным. Потребляемая мощность на подогрев составляет $2 \times 0,8$ кВт. Мощность электродвигателя взвода пружин составляет 400 Вт, а номинальный ток электромагнитов управления при напряжении 220 В составляет 2,5 А.

Таблица 6.2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя ВГТ-110	Условие выбора
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.уляж} = 294$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{раб.уляж} \leq I_{ном}$
$I_{пт} = 3,4$ кА	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{пт} \leq I_{откл}$
$i_y = 8,21$ кА	$I_{м.дин} = 102$ кА	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B_k = 14,8$ кА ² · с	$I_T, t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Пример 6.4

Выбрать выключатели вводных ячеек РУ 10 кВ в цепях трансформаторов ТРДН-40000-110. Исходные данные для расчета: $I_{раб.уляж} = 1,4I_{ном.т}$; $I_{п0100} = 3,4$ кА; $t_{р.з} = 1,8$ с; $U_{к.т} \% = 10,5$.

Решение

Номинальный ток для трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения: $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{2\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{40}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1,156$ кА;

$$I_{раб.уляж} = 1,4I_{ном.т} = 1,4 \cdot 1,156 = 1,618 \text{ кА.}$$

Определим токи КЗ для РУ 10 кВ. Сопротивление системы для РУ-110: $X_{с/110} = \frac{U_{ср.б}}{\sqrt{3}I_{п0}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 3,4} = 1,785$ Ом. Сопротивление транс-

$$\begin{aligned} \text{форматора, приведенное к стороне 10 кВ: } X_{тр/10} &= \frac{2U_{к \%}}{100} \cdot \frac{U_{ср.б}^2}{S_{ном.т}} = \\ &= \frac{2 \cdot 10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 40} = 0,579 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Суммарное сопротивление для РУ10 кВ:

$$\begin{aligned} X_{сум/10} &= \frac{X_{сис/110}}{K_T^2} + X_{тр/10} = \frac{1,785}{(115/10,5)^2} + 0,579 = \\ &= 0,0149 + 0,579 = 0,594 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Токи короткого трехфазного замыкания для РУ 10 кВ:

$$I_{п0/10} = \frac{U_{ср.б}}{\sqrt{3}X_{сум/10}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,594} = 10,22 \text{ кА.}$$

$$i_y = \sqrt{2}K_y I_{п0} = 1,42 \cdot 1,37 \cdot 10,22 = 19,88 \text{ кА}; t_{р.з} = 1,8 \text{ с.}$$

Термический импульс КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{р.з} + t_{с.в} + T_a) = 10,22^2 (1,8 + 0,06 + 0,01) = 195,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Предлагается к установке вакуумный выключатель ВВ-БЭМН-10.

Таблица 6.3

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя ВВ-БЭМН-10	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.утяж} = 1618 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$
$I_{пт} = 10,22 \text{ кА}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{откл}$
$i_y = 19,9 \text{ кА}$	$I_{м.дин} = 52 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B_k = 195,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T, t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Номинальные параметры и условия выбора разъединителей

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется [1], [3].

Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$I_{раб.утяж} \leq I_{откл}.$$

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Для правильного выбора аппаратов необходимо учитывать их перегрузочную способность и температуру окружающей среды. Нормированная температура окружающей среды для аппаратов +35 °С.

Допускается работа при температуре выше +35 °С, но не более +60 °С и при условии снижения нагрузки, характеризуемого следующими коэффициентами:

Температура окружающей среды, °С...	35	40	45	50	55	60
Коэффициент снижения нагрузки...	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
Температура окружающей среды, °С...	35	30	25	20	15	10
Коэффициент дополнительной нагрузки.....	1,0	1,03	1,06	1,09	1,1	1,15
						1,18
						1,20

При температуре ниже +35 °С допустимый ток может быть увеличен, но не более чем на 20 %.

Условия выбора аппаратов сводят в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Условия выбора разъединителей

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные разъединителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.уляж}$	$I_{ном}$	$I_{раб.уляж} \leq I_{ном}$
i_y	$I_{м.дин}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
B_k	I_T, t_T	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Пример 6.5

Для РУ-110 кВ выбрать разъединители. Исходные данные для выбора следующие: $I_{раб.уляж} = 294$ А; $I_{п0} = 3,4$ кА; $i_y = 8,21$ кА; $t_{р.з} = 1,2$ с.

Выбор

Термический импульс КЗ: $B_k = 3,4^2(1,2 + 0,08 + 0,02) = 14,8$ кА² · с.

К установке предлагается разъединитель РГДЗ.2-110/1000.

Таблица 6.5

Расчетные параметры	Каталожные данные разъединителя РГДЗ.2-110/1000	Условия выбора
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$; 110 кВ = 110 кВ
$I_{раб.уляж} = 294$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.уляж} \leq I_{ном}$; 294 А ≤ 1000 А
$i_y = 8,21$ кА	$I_{м.дин} = 80$ кА	$i_y \leq I_{м.дин}$; 8,21 кА ≤ 80 А
$B_k = 14,8$ кА ² · с	$I_T / t_T = 31,5/3$	$B_k \leq I_T^2 t_T$; 14,8 ≤ 31,5 ² · 3 = 2976,7 кА ² · с

Расчетные условия и выбор предохранителей

Условия выбора предохранителей

1. Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению установки.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

2. Условие выбора по току длительного рабочего режима. Ток плавкой вставки следует отстроить от тока утяжеленного режима.

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном.пр}}$$

3. Условие выбора по отключающей способности:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{о.ном}}$$

При выборе номинального тока плавкой вставки предохранителя следует учитывать избирательность защиты, пусковые токи двигателей, а также броски намагничивающих токов трансформаторов.

Для защиты трансформаторов предохранителями ПКТ можно рекомендовать плавкие вставки в соответствии с табл. 6.6 .

Таблица 6.6

Номинальный ток трансформатора, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Номинальный ток трансформатора, А	Номинальный ток плавкой вставки, А
1	3,2	20	40
3	8	30	50
5	10	70	100
8	16	100	160
10	20	145	200

Номинальные токи предохранителей, А: 8; 10; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400.

Номинальные токи плавких вставок, А: 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400.

Пример 6.6

Выбрать предохранитель и плавкую вставку в цепи трансформатора для следующих исходных данных: трансформатор ТМ-250; $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; $I_{\text{раб.утяж}} = 1,41I_{\text{ном.т}}$; $I_{\text{п0}} = 15$ кА.

Решение

Номинальный ток трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}} = 250$ кВА:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{250}{1,73 \cdot 10} = 14,45 \text{ А.}$$

Ток утяжеленного режима с учетом допустимой перегрузки $I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot 14,45 = 20,23$ А. Выбираем предохранитель ПКТ-101-32-16.

Пример 6.7

Выбрать блок «выключатель нагрузки – предохранитель» и кабель подключения для трансформатора ТСЗ-160/10. Допустимый ток перегрузки составляет 40 %. Ток КЗ в точке подключения составляет $I_{\text{п0}} = 7,5$ кА; $T_{\text{м}} = 5500$ ч.

Решение

Номинальный ток трансформатора $S_{\text{НОМ.Т}} = 160$ кВА:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{160}{1,73 \cdot 10} = 9,2 \text{ А.}$$

Ток утяжеленного режима с учетом допустимой перегрузки $I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot 9,25 = 12,95$ А. Выбираем предохранитель ПКТ-101-16-16;

Ток плавкой вставки предохранителя: $I_{\text{НОМ}} = 16$ А (выбирается ближайшая бóльшая от тока утяжеленного режима).

Проверка по отключающей способности: $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{о.НОМ}}$; $7,5 \text{ кА} < 16 \text{ кА}$.

Выбираем кабель по условию экономичности. Предлагается к установке алюминиевый кабель из сшитого полиэтилена. Значению $T_{\text{м}} = 5500$ ч соответствует $J_{\text{эк}} = 1,6$ (табл. 7.1); $q_{\text{эк}} = 9,2/1,6 = 5,75 \text{ мм}^2$. Выбираем алюминиевый кабель минимальным сечением $q = 16 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}} = 75$ А. На термическую стойкость цепи защищенные предохранителем ПКТ не проверяются.

Выбираем выключатель нагрузки ВНП-10/400:

- 1) по номинальному напряжению: $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) по максимальному рабочему току: $400 \text{ А} > 13 \text{ А}$;
- 3) проверка на динамическую стойкость: $52 \text{ кА} > 7,5 \text{ кА}$.

6.4. Выбор измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств

автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{\text{ном1}}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током $I_{\text{ном2}}$, который принят равным 5 или 1 А. Отношение номинального первичного к номинальному вторичному току представляет собой коэффициент трансформации $K_{\text{ТА}} = I_{\text{ном1}} / I_{\text{ном2}}$.

Трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью $\Delta I = (I_2 K - I_1) 100 / I_1$ (в процентах) и угловой погрешностью δ (в минутах). В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Наименование класса точности соответствует предельной токовой погрешности трансформатора тока при первичном токе, равном 1–1,2 номинального. Для расчетного учета электроэнергии в сетях до 110 кВ применяются трансформаторы тока с обмотками класса точности не ниже 0,5; для присоединения щитовых измерительных приборов – классов 1 и 3. Для сетей и электроустановок 220 кВ расчетный учет электроэнергии должен обеспечиваться посредством трансформаторов тока с классом обмоток 0,2.

В соответствии с ПУЭ, при максимальной нагрузке ток во вторичной обмотке трансформаторов тока должен составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5 %. Нагрузка трансформатора тока – это полное сопротивление внешней цепи Z_2 , выраженное в омах. Сопротивления r_2 и x_2 представляют собой сопротивление приборов, проводов и контактов. Нагрузку трансформатора можно также характеризовать кажущейся мощностью $S_2 = I_{2\text{ном}}^2 Z_2$, ВА. Под номинальной нагрузкой трансформатора тока $Z_{2\text{ном}}$ понимают нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности. Значение $Z_{2\text{ном}}$ дается в каталогах.

Электродинамическую стойкость трансформаторов тока характеризуют номинальным током динамической стойкости $I_{\text{м.дин}}$ или отношением $k_{\text{дин}} = I_{\text{м.дин}} / \sqrt{2} I_{\text{ном}}$. Термическая стойкость определяется

номинальным током термической стойкости I_T или отношением $k_T = I_T / I_{\text{ном}}$ и допустимым временем действия тока термической стойкости t_m .

По конструкции различают трансформаторы тока катушечные, одновитковые (ТЛК, ТОЛ, ТПОЛ), многovitковые с литой изоляцией (типа ТПЛ и ТЛМ). Трансформатор типа ТЛМ предназначен для КРУ и конструктивно совмещен с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки. Для больших токов применяют трансформаторы типа ТШЛ и ТПШЛ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется стойкостью шины. Для ОРУ выпускают трансформаторы типа ТФЗМ, ТФН в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией и каскадного типа ТРН. Для релейной защиты имеются специальные конструкции. На выводах масляных баковых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше устанавливаются встроенные трансформаторы тока. Погрешность их при прочих равных условиях больше, чем у отдельно стоящих трансформаторов.

Условия выбора трансформаторов тока приведены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.утяж}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$
i_y	$I_{\text{м.дин}}, k_{\text{дин}}$	$i_y \leq I_{\text{м.дин}}$
B_k	$I_T, t_T, k_T, I_{\text{ном}}$	$B_k \leq I_T^2 t_T; B_k \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_T$
$Z_{\text{расч}}$	$Z_{\text{2ном}}$	$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{2ном}}$

Рассмотрим подробнее, как рассчитывается нагрузка Z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пр}}.$$

Сопротивление приборов $r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{\text{2ном}}^2$, где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами. В современных цифровых приборах

электрическое потребление по цепям переменного тока незначительно. В учебном проектировании можно принимать расчетную потребляемую мощность для одного прибора, не превышающую 0,5 ВА на фазу.

Необходимые измерительные приборы в цепи выбираются в соответствии с рекомендациями нормативных документов. Необходимо также учесть схемы включения и распределение приборов по комплектам или сердечникам трансформаторов тока. В современных распределительных сетях рекомендуется устанавливать трансформаторы тока в трех фазах. Сопротивление контактов r_k в токовых цепях принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Зная $Z_{2ном}$, определяем допустимой сопротивление $Z_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{конт}$ и площадь сечения провода $S = \rho l_{расч} / r_{пров}$, где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{расч} = \sqrt{3}l$; при включении в звезду $l_{расч} = l$ при включении в одну фазу $l_{расч} = 2l$.

Для разных присоединений принимается приблизительно следующая длина соединительных проводов l , м:

- линии 6–10 кВ к потребителям 10–15;
- все цепи РУ 35 кВ 60–75;
- все цепи РУ 110 кВ 75–100;
- все цепи РУ 220 кВ 100–150.

– для подстанций указанные длины снижают на 15–20 %.

Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм² для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм² для проводов с медными жилами – по условиям механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм² обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения, вторичного напряжения (обычно 100 В или $100/\sqrt{3}$), коэффициента трансформации $K = U_{1ном}/U_{2ном}$. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1,3.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения – это мощность внешней вторичной цепи $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$; под номинальной вто-

ричной нагрузкой $S_{2\text{ном}}$ понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешность не выходит за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности.

В установках напряжением до 18 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях – только однофазные. При напряжениях до 35 кВ имеется большое число типов трансформаторов напряжения: сухие (НОС), масляные (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НАМИ, НАМИТ), с литой изоляцией (ЗНОЛ). Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ от однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОМ. В установках напряжением 110 кВ и выше применяют трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ и емкостные делители напряжения НДЕ.

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения трансформаторов напряжения. Два однофазных трансформатора напряжения, соединенные в неполный треугольник, позволяют измерять два линейных напряжения. Целесообразна такая схема для подключения счетчиков и ваттметров. Для измерения линейных и фазных напряжений могут быть использованы три однофазных трансформатора (ЗНОМ, ЗНОЛ), соединенные по схеме «звезда – звезда», или трехфазный типа НТМИ. Также соединяются в трехфазную группу однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и НКФ.

Пример 6.8

В связи с реконструкцией подстанции выбрать трансформаторы тока в цепи трансформатора 110 кВ: $S_{\text{ном.т}} = 40$ МВА; $I_{\text{п0}} = 3,5$ кА; $t_{\text{откл}} = 2,0$ с; $L_{\text{пров}} = 80$ м. Требуемый класс точности 0,5. Мощность подключаемых приборов (на одну фазу): амперметр – 0,1 ВА; счетчик активной и реактивной энергии – 0,5 ВА; ваттметр – 0,5 ВА; варметр – 0,5 ВА.

Наибольшая нагрузка цепи нормального режима составляет $0,7I_{\text{ном}}$, минимальная нагрузка $0,2I_{\text{ном}}$.

Решение

Предлагается к установке трансформатор тока ТФЗМ 110Б-1; $I_{1\text{ном}} = 300$ А; $I_{2\text{ном}} = 5$ А;

Коэффициент трансформации: $K_{\text{т.т}} = 300/5 = 60$.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{40}{1,73 \cdot 110} = 0,21 \text{ кА.}$$

Ток нагрузки в максимальном режиме $I_{\text{нmax}} = 0,21 \cdot 0,7 = 0,147$ кА;
в минимальном $I_{\text{нmin}} = 0,21 \cdot 0,2 = 0,042$ кА.

Ток во вторичной цепи при максимальной нагрузке $I_{2\text{max}} = 147/60 = 2,45$ А;

Условие проверки выполняется: $I_{2\text{max}} \geq 0,4I_{\text{н.сч}}$; $2,45 \geq 0,4 \cdot 5 = 2$ А.

Ток во вторичной цепи при минимальной нагрузке:

$$I_{2\text{min}} = 42/60 = 0,7 \text{ А.}$$

Условие проверки выполняется: $I_{2\text{min}} \geq 0,05 \cdot I_{\text{н.сч}}$; $0,7 \geq 0,05 \cdot 5 = 0,25$ А.

Ударный ток КЗ: $i_y = \sqrt{2} i_y = \sqrt{2} K_y I_{\text{п0}} = 1,42 \cdot 1,7 \cdot 3,5 = 8,45$ кА.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора тока упрощенно, без учета ее комплексного характера:

$$S_{2\Sigma} = 0,1 + 0,5 + 0,5 + 0,5 = 1,6 \text{ ВА.}$$

Эквивалентное сопротивление приборов $Z_{2\Sigma} = \frac{1,6}{25} = 0,064$ Ом;

$r_{\text{конт}} = 0,1$; $Z_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом; $r_{\text{пр,доп}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036$ Ом. Рас-

четное сечение проводов: $r_{\text{пр}} = \frac{\rho \ell_{\text{расч}}}{R} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,036} = 2,185 \text{ мм}^2$.

Выбираем алюминиевый провод сечением $q_{\text{выб}} = 4 \text{ мм}^2$;
 $B_{\text{к}} = 3,5^2(2,0 + 0,05 + 0,02) = 25,36 \text{ кА} \cdot \text{с}$; $i_y = 8,45 \text{ кА}$.

Таблица 6.8

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_y = 8,45 \text{ кА}$	$I_{\text{м.дин}} = 84 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{м.дин}}$; $8,45 \text{ кА} \leq 84 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 25,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}} = 16 \text{ кА}$, $t_{\text{т}} = 3 \text{ с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$; $25,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 16^2 \cdot 3$
$Z_{2\text{расч}}$	$Z_{2\text{ном}}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Пример 6.9

Выбрать трансформатор напряжения для организации коммерческого учета электроэнергии. К секции РУ-6 кВ подключены 8 ли-

ний, силовой трансформатор, ТСН и трансформатор напряжения НАМИ-6. На линиях установлены счетчики активной и реактивной мощности. Мощность приборов РЗА $S_{РЗА} = 20,5$ ВА (для трех фаз). Требуемый класс точности 0,5. $L_{пров} = 20$ м.

Таблица 6.9

Тип прибора	Мощность катушки, ВА	Число катушек	Число приборов
Вольтметр	0,1	1	1
Ваттметр	0,5	3	1
Варметр	0,5	3	1
Счетчик активный и реактивный	1,0	3	9

Решение

В цепи силового трансформатора установлены: ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии. В цепи ТСН установлены счетчик активной энергии и ваттметр на стороне 0,4 кВ.

Расчет вторичной нагрузки приборов для трех фаз определяем арифметическим суммированием.

Эквивалентная мощность приборов:

$$S_{2пр3ф} = 0,3 + 0,5 \cdot 3 + 0,5 \cdot 3 + 1,0 \cdot 3 \cdot 9 = 30,3 \text{ ВА.}$$

Для подключения расчетных счетчиков рекомендуется 3-фазный трансформатор напряжения НАМИ-6 ($S_{2ном} = 75$ ВА для кл. 0,5).

Суммарная 3-фазная вторичная нагрузка: $S_{2сум3ф} = S_{пр} + S_{РЗА} = 30,3 + 20,5 = 50,8$ ВА.

Условие выбора по вторичной нагрузке: $S_{2ном} > S_{2сум3ф}$; $75 \text{ ВА} > 50,8 \text{ ВА}$.

Сечение соединительных медных проводов принимается $1,5 \text{ мм}^2$.

Выполним проверку по потере напряжения во вторичных проводах.

Расчетное значение тока фазы – $I_{2ф} = S_{2сум} / \sqrt{3}U_{2ном} = 50,8 / \sqrt{3} \cdot 100 = 0,294$ А.

Потеря напряжения в соединительных проводах:

$$U_{пот} \% = \sqrt{3}I_{2ф}R_{пров} 100 / U_{2ном} \% = 1,73 \cdot 0,294 \frac{0,0172 \cdot 20 \cdot 100}{1,5 \cdot 100} = 0,51 \cdot 0,229 = 0,117 \%$$

Допустимая потеря напряжения 0,5 %.

Условия выбора трансформатора напряжения

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2расч} = 51 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

6.5. Выбор ограничителей перенапряжения нелинейных

Все многообразие ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН) подразделяется на группы:

- по наибольшему допустимому напряжению;
- по току пропускной способности;
- по величине номинального разрядного тока.

В связи с тем, что обычная конструкция ОПН выполняется без искрового промежутка, для обеспечения нормальных условий работы очень важное значение имеет согласование ВАХ с допустимым напряжением на электрооборудовании. Типовая вольтамперная характеристика ОПН приведена на рис. 6.2.

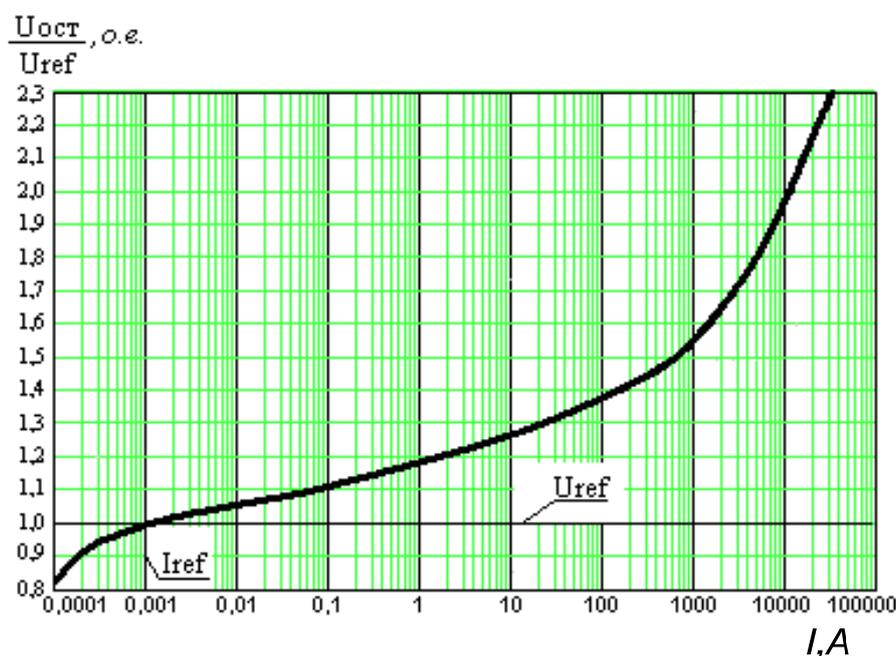


Рис. 6.2. Типовая вольтамперная характеристика ОПН

Для того чтобы ограничитель отвечал потребностям электрической сети, надежно защищал оборудование и не разрушался в процессе эксплуатации, необходимо выполнение определенных условий.

Основные параметры ОПН

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{н.р}$) – это наивысшее эффективное значение напряжения переменного тока, которое может быть подведено к зажимам ОПН без ограничения времени. Для обозначения ОПН отечественного производства обычно на первом месте указывается класс напряжения сети, а затем $U_{н.р}$. Например, ОПН-КС/TEL-10/11,5. Наибольшее рабочее напряжение ОПН ($U_{н.р}$) всегда выбирается больше наибольшего рабочего напряжения сети, обычно на 5–10 %. Ток проводимости при $U_{н.р}$ для ОПН обычно находится в диапазоне 1,0–0,05 мА. При номинальном напряжении сети ток проводимости ОПН значительно меньше и может иметь чисто емкостной характер. В эксплуатации по результатам измерений этого тока производится оценка качества работы ОПН.

Номинальное напряжение ($U_{ном}$) – это нормативный параметр согласно МЭК99-4, определяющий значение переменного напряжения, которое ОПН должен выдерживать в течение 10 секунд при рабочих испытаниях.

Номинальный разрядный ток грозового импульса (I_n) – это ток, по которому классифицируется защитный уровень ОПН в грозовом режиме при импульсе 8/20 мкс.

Расчетный ток коммутационного перенапряжения ($I_{к.расч}$) – это ток, по которому классифицируется защитный уровень при коммутационных перенапряжениях с параметрами импульса 30/60 мкс.

Предельный взрывобезопасный ток ($I_{вб}$) – это наибольший ток КЗ сети, способный выдерживать поврежденный ОПН без взрыва покрышки.

По пропускной способности и удельной энергоемкости ОПН классифицируются по следующим пяти группам (табл. 6.11).

Таблица 6.11

Классы пропускной способности ОПН

Класс пропускной способности	1	2	3	4	5
Пропускная способность, А	250–400	401–750	751–1100	1100–1600	1601–2100
Удельная энергия, не менее кДж/кВ	1,0	2,0	3,2	4,5	7,1

Выбор ОПН

Для того чтобы ограничитель отвечал потребностям электрической сети, надежно защищал оборудование и не разрушался в процессе эксплуатации, необходимо выполнение следующих условий:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{н.р}$ должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети $U_{н.рс}$ или оборудования:

$$U_{н.р} > U_{н.рс}. \quad (6.2)$$

В соответствии с нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ) напряжение на подстанциях в нормальном режиме не должно превышать для сетей 6–10 кВ более чем $1,2U_{ном}$, а для сетей 35 кВ – не более $1,15U_{ном}$. При предварительном выборе величины напряжения 50 Гц, длительно воздействующего на ОПН, следует иметь в виду, что в сетях до 35 кВ включительно с изолированной и резонансно-заземленной нейтралью при замыканиях на землю одной из фаз на двух здоровых фазах устанавливается линейное напряжение $\sqrt{3}U_{фм}$, где $U_{фм}$ – максимальное фазное напряжение.

2. Уровень временных перенапряжений должен быть меньше максимального значения напряжения промышленной частоты выдерживаемого ОПН в течение времени t (рис. 6.3):

$$K_{пв} U_{н.р} > U_{пер}, \quad (6.3)$$

где $U_{пер}$ – уровень квазистационарных перенапряжений (дуговые и нейтралы), феррорезонансные перенапряжения, резонансное смещение.

Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} U_{нд} > W_c. \quad (6.4)$$

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью наибольшие энергетические воздействия соответствуют работе ограничителя при дуговых перенапряжениях однофазного замыкания на землю. Суммарная энергия, рассеиваемая ограничителем за одно замыкание с учетом повторных замыканий, может быть определена как

$$W_{\Sigma} = nW_1,$$

где W_1 – наибольшая энергия, рассеиваемая ограничителем в одном цикле «гашение – зажигание»; n – число зажиганий с наибольшей

энергией за одно замыкание на землю, определяемое по эмпирической формуле: $n = 30 - 0,1 \cdot I_c$; I_c – емкостный ток замыкания на землю для сети с изолированной нейтралью либо ток недокомпенсации для сети с компенсацией емкостного тока на землю, определяется на основе расчета или непосредственных измерений в эксплуатации.

В расчетах принимают 10 % недокомпенсацию емкостного тока замыкания на землю, которая моделирует возможный аварийный режим.

Суммарная расчетная энергия, рассеиваемая ОПН за время ограничения дуговых замыканий, должна быть не более нормируемой для него энергии: $W_{\text{опн}} > W_{\Sigma}$.

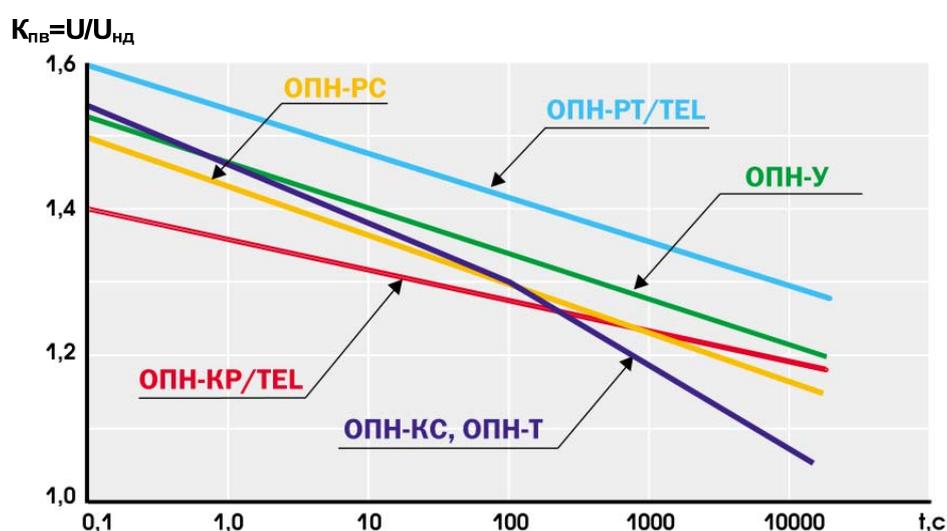


Рис. 6.3. Зависимость «напряжение–время» для ОПН «Таврида-Электрик»

3. Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям $A_{\text{гр}}$:

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{исп.г}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{исп.г}} > (0,2-0,25), \quad (6.5)$$

где $U_{\text{исп.г}}$ – значение грозового испытательного импульса; $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе; $(0,2-0,25)$ – координационный интервал.

4. Ограничитель должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{доп}} > (0,15-0,25), \quad (6.6)$$

где $U_{\text{доп}}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений; $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

На рис. 6.4 показано соотношение напряжений при расчете защитного интервала «А».

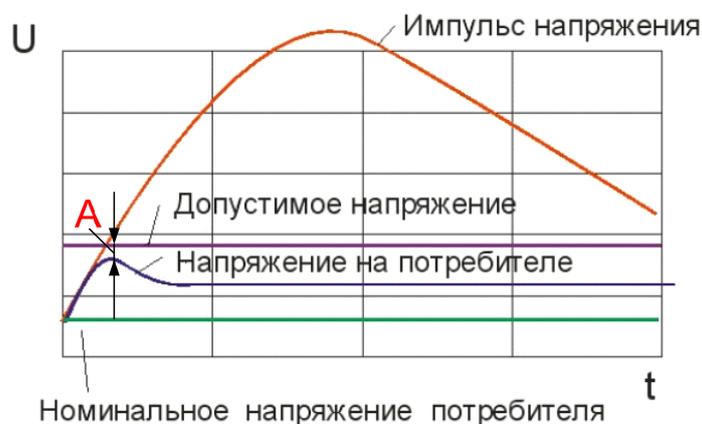


Рис. 6.4. Определение защитного координационного интервала

5. Ток КЗ сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН:

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{в.б.}} \quad (6.7)$$

Выбор по допустимой энергоемкости ОПН

В нормальных эксплуатационных условиях, когда воздействующее напряжение не превосходит $U_{\text{нд}}$ ограничителя через ОПН протекает в основном емкостной ток. При этом выделяющаяся энергия полностью рассеивается в окружающую среду и ограничитель работает в стабильном тепловом равновесии. Коммутационные и грозовые перенапряжения, возникающие в сети, вызывают дополнительное выделение энергии. Условия сохранения теплового баланса требуют, чтобы величина этой энергии не превышала допустимой $W_{\text{уд}} U_{\text{нд}}$.

Устойчивость ОПН к напряжению превышающему – это способность ОПН выдерживать повышенный уровень напряжения промышленной частоты без разрушения в течение заданного времени. По этому значению напряжения в квазиустановившихся режимах определяется допустимая длительность воздействия на ОПН указанных перенапряжений по характеристике «напряжение–время» (рис. 6.18). Зависимость «напряжение–время» относится к одним из основных характеристик ОПН и ее предоставляют все фирмы-производители. Допустимая длительность зависит от конструктивных особенностей ОПН и в первую очередь диаметра варисторов. ОПН, предварительно нагруженные энергией, также могут противостоять повышениям напряжения, превышающим $U_{\text{нд}}$, но несколько меньшей длительности.

Основные электрические характеристики ОПН для сетей 10, 35, 110, 220 кВ приведены в табл. 6.12–6.15.

Таблица 6.12

Основные электрические характеристики ОПН для сетей 10 кВ

Тип ОПН	$U_{нр.ОПН},$ кВ	$W_{ОПН},$ кДж	$I_{нр.},$ кА	$I_{к.расч.},$ А	$U_{ост.кз},$ кВ, при $I_{к.расч.}$	$U_{ост.г.},$ кВ, при $I_{г.} = 5$ кА (10 кА)	$I_{вб.},$ кА	
ОПН РТ/TEL-6/6,0	6,0	22,2	10,0	550	14,4	21,2	20	
ОПН РТ/TEL-6/6,9	6,9	22,2	10,0	550	16,6	24,0	20	
ОПН КР/TEL-6/6,0	6,0	9,0	5	250	14,6	21,0	20	
ОПН КР/TEL-6/6,9	6,9	9,0	5	250	16,5	24,1	20	
ОПН-1-10	12		5	300	32	40		
ОПН-1-10	8,9				23	31		
ОПН-1-10/12	12	16,2	5	500	30,5	37 (40,2)	10	
ОПН-2-10/12	12							
ОПН-1-10/12,7	12,7	17,2			31,8	40 (42,8)		
ОПН-2-10/12,7	12,7							
ОПН-П1-10	12		10		29,5	36 (38)		
ОПН-РС/TEL-10/10,	12,7		5	250	31,5	40 (42,8)		
ОПН-РТ/TEL-10/10,5	10,5	37,8	10	550	25,2	32,7 (40,1)	20	
ОПН-РТ/TEL-10/11,5	11,5	37,8	10	550	27,6	35,8(40,1)	20	
ОПН-КР/TEL-10/10,5	10,5	37,8	10	500	26,1	27,5 (31,2)	20	
ОПН-КР/TEL-10/11,5	11,5	41,4			29,9	33,9 (37)	20	
ОПН-КР/TEL-10/12	12	43,2			32,4	36,7 (40)	20	
ОПН-Т/TEL-10/10,5	10,5	42,0			26	30,6 (33)		
ОПН-Т/TEL-10/11,5	11,5	46,0			28,2	33,2 (35,8)		
ОПН-Т/TEL-10/12,7	12,7	50,8			31,2	36,9 (39,6)		
ОПН-10/10	10	15				24,2 (25,2)	39,5 (32,6)	
ОПН-10/12	12	18				29,0 (30,2)	35,4 (39,1)	
ОПН-10/9,5	9,5	29,8				22,2 (23,0)	26,0 (28,0)	
ОПН-10/11	11	11				25,7 (26,6)	30,1 (32,5)	
POLIM-I-10	13	71,5		500 (1000)	31 (33,4)	37,9 (40,0)	40	
POLIM-S-10	13	117,0			32 (33)	37,1 (39,0)	65	
MWK-10	13	45,5		250 (1000)	30,9 (32)	37,7 (39,9)	20	
MWD-10	13	45,5		250 (1000)	32 (33)	37,7 (39,9)	20	
ЗЕЕ2150	12	96–120		500 (1000)	31,5 (33)	37 (39)	10	
ЗЕК7180-4С	12	30,4		500	34,5	41,7 (45,3)	20	
ЗЕК7150-4V	12	34,5		500	30,5	36,8 (39,9)		
VariSTAR-UHS	12,7	25,4	10	125 (500)	34,9 (37,4)	44,9 (49,0)	20	
ЗЕК7150-4V	15,3	30,6		500	41,9 (44,8)	53,9 (58,8)		
VariSTAR-AZG-2	12,7	43,2			30,6 (32,7)	39,1 (49,1)	40	
	15,3	52,0			36,9 (39,4)	47,1 (50,7)		

Таблица 6.13

Основные электрические характеристики ОПН для сетей 35 кВ

Фирма-изготовитель	Тип ОПН	$U_{нр.ОПН},$ кВ	$W_{ОПН},$ кДж	$I_{н},$ кА	$I_{к,расч},$ А	$U_{ост.кз},$ кВ, при $I_{к,расч}$	$U_{ост.г},$ кВ, при $I_{г} = 5$ кА (10 кА)	$I_{вб},$ кА
ЭК-КФЗ	ОПН-35	40,5		5	350	105	12,8	20
ЭЛВО	ОПН-П1-35	40,5		10	500	102	120 (127)	10
TEL	ОПН-У/TEL-35/38,5	38,5	85,5	10	500	95	113 (122)	20
	ОПН-У/TEL-35/40,5	40,5	90			100	118 (128)	
	ОПН-У/TEL-35/42	42	93,6			104	123 (133)	
Феникс	ОПН-35/37	37	115,8	10	500(1000)	88,4(91,4)	104 (111)	40
	ОПН-35/40,5	40,5	60,7			100(104)	122 (134)	
ABB-УЭТМ	POLIM-I-35	41	225,5	10	500(1000)	101(105)	119,2 (125,9)	40
	POLIM-S-35		370			100,9(104)	116,9 (123)	65
	MWK-35		143,4			100,9(104)	118,9 (125,8)	20
	MWD-35		143,4			100,9(104)	118,9 (125,8)	20
Siemens	3EE2360	36	288–360	10	500(1000)	92 (96)	108 (115)	20
	3EK7450-4C		500		98,7	19,5 (129,8)		
	3EK7450-4V		500		87,8	106,2 (115,4)		
	VariSTAR-UHS	42,0	84	10	125 (500)	115 (124)	148 (162)	20
		48,0	96			130 (139)	167 (182)	
	VariSTAR-AZG-2	42,0	142,8		125 (500)	101 (108)	129 (139)	40
		48,0	163,2			116 (124)	147 (158)	
	VariSTAR-AZG-3	42,0	235,2		500 (1000)	101 (105)	119 (128)	40
		48,0	268,8			116 (119)	136 (146)	

Таблица 6.14

Основные электрические характеристики ОПН для сетей 110 кВ

Фирма-изготовитель	Тип ОПН	$U_{нр.ОПН}/$ $U_{ном.ОПН},$ кВ	$W_{ОПН},$ кДж	$I_{н},$ кА	$U_{ост.кз},$ кВ, при $I_{к} = 500$ А (1000 А)	$U_{ост.г},$ кВ, при $I_{г} = 5$ кА (10 кА)	$I_{вб},$ кА
ЭК-КФЗ	ОПН-110 В	73/–	125	5	185 (192)	250 (280)	20
	ОПН-110 II	73/–	150		226 (234)	285 (320)	
ABB-УЭТМ	EXLIM R -096	77/96	240	10	224 (232)	240 (256)	50
	EXLIM Q -108	84/108	486		211 (216)	246 (260)	65
Феникс	ОПН-110/73	73/91	228	10	176 (182)	206 (222)	40
	ОПН-110/80	80/100	250		193 (199)	226 (243)	
	ОПН-110/ 88	88/110	275		212 (219)	249 (267)	

Окончание табл. 6.14

Фирма-изготовитель	Тип ОПН	$U_{\text{нр.ОПН}}/$ $U_{\text{ном.ОПН}},$ кВ	$W_{\text{ОПН}},$ кДж	$I_{\text{нр}},$ кА	$U_{\text{ост.к}},$ кВ, при $I_{\text{к}} = 500$ А (1000 А)	$U_{\text{ост.г}},$ кВ, при $I_{\text{г}} = 5$ кА (10 кА)	$I_{\text{вб}},$ кА	
TEL	ОПН – У/TEL-110/73	73/100	202	10	183	218 (233)	20	
	ОПН – У/TEL-110/77	77/105	308		193	230 (246)		
	ОПН – У/TEL-110/84	84/115	336		211	251 (269)		
Siemens	3EP2096	76/96	431	10		230 (243)	65	
Cooper-ЭЛЗ	VariSTAR AZG-2	76/96	258	10	196	233 (251)	40	
		84/108	286		216	258 (277)		
		98/120	333		252	301 (323)		
	VariSTAR AZG-3	76/96	426		20	196	233 (251)	63
		84/108	470			216	258 (277)	
		98/120	50			252	301 (323)	
	VariSTAR AZG-4	76/96	676		20	172 (185)	207 (220)	
		84/108	748			197 (204)	228 (243)	
		98/120	872			229 (238)	266 (283)	

Таблица 6.15

Основные электрические характеристики ОПН для сетей 220 кВ

Фирма-изготовитель	Тип ОПН	$U_{\text{нр.ОПН}}/$ $U_{\text{ном.ОПН}},$ кВ	$W_{\text{ОПН}},$ кДж	$I_{\text{нр}},$ А	$U_{\text{ост.к}},$ кВ, при $I_{\text{к}} = 500$ А (1000 А)	$U_{\text{ост.г}},$ кВ, при $I_{\text{г}} = 5$ кА (10 кА)	$I_{\text{вб}},$ кА
ЭК-КФЗ	ОПН-220 В	146/–	370	5	363 (376)	460 (500)	20
	ОПН-220 П	146/–	450		439 (454)	525	
АВВ-УЭТМ	EXLIM Q-192	154/192	874	10	374 (382)	436 (461)	65
	EXLIM Q-216	174/216	972		421 (430)	491 (519)	
Феникс	ОПН – 220/146	146/183	458	10	358 (370)	419 (453)	40
	ОПН – 220/157	157/196	490		385 (399)	452 (486)	
	ОПН – 220/176	176/220	550		439 (447)	506 (545)	
TEL	ОПН –У/TEL-220/146	146/183	584	10	(366)	436 (466)	20
	ОПН –У/TEL-220/154	154/210	616		(386)	460 (492)	
	ОПН –У/TEL-220/168	168/320	672		(422)	502 (538)	
Siemens	3EP2192	152/192		10	(407)	(490)	65
Cooper-ЭЛЗ	VariSTAR AZG-2	152/192	517	10	391	467 (502)	40
		160/198	544		412	491 (528)	
		165/204	561		425	507 (545)	
	VariSTAR AZG-3	152/192	851		63	386 (378)	432 (463)
		160/198	896			385 (398)	454 (487)
		165/204	924			397 (411)	469 (502)

Окончание табл. 6.15

Фирма-изготовитель	Тип ОПН	$U_{нр.ОПН}/U_{ном.ОПН},$ кВ	$W_{ОПН},$ кДж	$I_{п},$ А	$U_{ост.к},$ кВ, при $I_{к} = 500$ А (1000 А)	$U_{ост.г},$ кВ, при $I_{г} = 5$ кА (10 кА)	$I_{вб},$ кА
	VariSTAR AZG-4	152/192 160/198 165/204	1353 1424 1469	20	356 (369) 375 (389) 381 (401)	413 (439) 435 (463) 449 (477)	

Таблица 6.16

Допустимые кратности перенапряжений для оборудования с нормальной изоляцией

Допустимые кратности внутренних перенапряжений $K_{доп}$ для электрооборудования 6–35 кВ с нормальной изоляцией					
$U_{ном},$ кВ	6	10	15	20	35
$U_{н.раб.с},$ кВ	7,2	12	17,5	23	40,5
$U_{исп},$ кВ	25	35	45	55	85
$U_{доп},$ кВ	41,5	57,9	74,5	91	140,6
$K_{доп}$	7,0	5,9	5,2	4,9	4,3

Таблица 6.17

Допустимые кратности перенапряжений для электродвигателей

$U_{ном},$ кВ	6	10
$U_{н.раб.с},$ кВ	6,6	11
$U_{исп},$ кВ	10	16
$K_{доп}$	3,5	3,4

Таблица 6.18

Характеристика внутренних перенапряжений

Вид перенапряжений	Кратность перенапряжений
1. Дуговые замыкания на землю (изолированная нейтраль)	3–3,5
2. Дуговые замыкания на землю (резонансно заземленная нейтраль)	2,6
3. Дуговые замыкания на землю (резистивно заземленная нейтраль)	2,4–2,6
4. Резонансные перенапряжения	4,0
5. Коммутация электродвигателей	4–4,5

Пример 6.10

Выбрать ограничитель перенапряжений для городской кабельной сети 10 кВ. Время поиска и ликвидации замыкания одной фазы на землю 2 часа. Ток трехфазного КЗ: $I_{кз} = 8$ кА.

Решение

В этом случае наибольшее рабочее напряжение $U_{нр} = 1,2 \cdot U_{ном} = 1,2 \cdot 10 = 12,0$ кВ. Расчетное время $t = 2 \cdot 60 \cdot 60 = 7200$ с, и поэтому из рис. 6.3 допустимая кратность временных перенапряжений по характеристике «напряжение–время» $K_{в.п} = 1,17$ и расчетное длительно допустимое напряжение $U_{р.н.д} = U_{нр}/K_{в.п} = 12/1,17 = 10,26$ кВ. По табл. 6.12 выбираем ОПН-КР/TEL-10/10,5; $U_{нр.ОПН} = 10,5$ кВ; $U_{ост.г} = 31,2$ кВ ($I_{г} = 10$ кА), $U_{ост.к} = 26,1$ кВ ($I_{к} = 500$ А).

По табл. 6.16: $U_{доп.к} = 57,9$ кВ.

Условие проверки: $U_{доп.к} > U_{ост.к}$; $57,9 > 26,1$ кВ.

Определим защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост})/U_{доп} = (57,9 - 26,1)/57,9 = 0,55 > (0,15 - 0,25).$$

Условие выполняется.

Проверка по току взрывобезопасности: $I_{вб} > I_{кз}$; $20,0 > 8,0$ кА.

Пример 6.11

Выбрать ограничитель перенапряжений для защиты электродвигателя 6 кВ и элементов его присоединения сетей электроснабжения насосной станции.

Время отключения ОДЗ = 20 мин. Ток трехфазного КЗ: $I_{кз}^{(3)} = 9$ кА.

Решение

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение для сети 6 кВ составляет $U_{нр} = 7,2$ кВ. Из вольтвременной зависимости ОПН-РТ «Таврида-Электрик» (рис 6.3) для времени $t = 20$ мин = 1200 с определяем коэффициент $K_{в.п} = 1,35$, и поэтому расчетная величина максимального длительно допустимого напряжения $U_{р.н.д} = 7,2/1,35 = 5,35$ кВ. Из каталога «Таврида-Электрик» выбираем ближайший по $U_{р.н.д}$ ОПН-РТ-6/6,0/10(II) УХЛ1. Допустимое напряжение изоляции ЭД (табл. 6.17): $U_{доп.эд} = 6 \cdot 3,5 = 21,0$ кВ.

У этого защитного аппарата амплитуда коммутационного импульса тока равна 550 А, полная энергоемкость 22,2 КДж, $U_{ост.к}$ при коммутационном токе 550 А равна 14,4 кВ, при грозовом импульсе тока 5 кА равно 21,2 кВ. Для ЭД 6 кВ до 1000 кВт допустимое перенапряжение $U_{доп} = 21,0$ кВ.

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})/U_{\text{доп}} = (21,0 - 14,4)/21,0 = 0,31 > (0,15 - 0,25).$$

Условие выполняется.

Таким образом, обеспечивается координация изоляции.

Кроме того, выполняется условие взрывобезопасности $I_{\text{кз опн}} = 20$ кА, что больше тока трехфазного КЗ $I_{\text{кз}}^{(3)} = 9$ кА в месте установки выбранного ограничителя перенапряжений.

Пример 6.12

Выбор ограничителя ОПН-10 для установки в кабельной сети с резистивно-заземленной нейтралью $I_3^{(1)} = 6$ А.

Время ликвидации ОДЗ равно 0,5 ч. Ток КЗ в месте установки ОПН $I_{\text{кз}}^{(3)} = 7$ кА. Для сети 10 кВ $U_{\text{нр}} = 12$ кВ. Расчетная кратность перенапряжений для сети с резистивно-заземленной нейтралью составляет 2,5 (табл. 6.18).

Решение

Дуговые перенапряжения при этом $U_{\text{д.п}} = 2,5 \cdot 6,3 = 15,8$ кВ. Предварительно выбираем ОПН-РТ/TEL-10/11,5. По вольтвременной характеристике аппаратов («Таврида-Электрик» по рис 6.3 для ОПН-РТ) $t = 10$ с коэффициент $K_{\text{в.п}} = 1,48$. Поэтому расчетная величина максимально длительного допустимого напряжения равно $U_{\text{р.н.д}} = 15,8/1,48 = 10,64$ кВ. Из каталога завода определяем ОПН-РТ-10/11,5, $U_{\text{нр}} = 11,5$ кВ. У этого аппарата $I_{\text{г}} = 10$ кА, амплитуда коммутационного импульса тока равна 550 А, $U_{\text{ост}}$ при коммутационных и грозовых импульсах, соответственно, равно 27,6 и 35,8 кВ, полная энергоемкость $\mathcal{E}_{\text{опн}} = 37,8$ кДж. Для кабельных сетей грозовые перенапряжения не играют существенной роли, поэтому за основу принимаем $U_{\text{ост.к}} = U_{500} = 27,6$ кВ.

Определяем координационный интервал для коммутационных перенапряжений ($U_{\text{доп}} = 57,9$ кВ):

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})/U_{\text{доп}} = (57,9 - 27,6)/57,9 = 0,5 > (0,15 - 0,25).$$

Условие выполняется.

Расчет показывает, что выбранный ОПН обеспечивает достаточно большую надежность защиты (достаточно большой интервал координации). Ток срабатывания взрывопредохранительного устройства выбранного аппарата равен 20 кА, что значительно больше тока трехфазного КЗ в месте установки ОПН (7 кА).

Пример 6.13

Выбрать ограничители перенапряжений для РУ подстанции 35 кВ. Время замыкания на землю в сети 1 час. Ток трехфазного КЗ в месте установки ОПН: $I_{п0} = 11$ кА.

Решение

Для выбора принимаем ОПН-У/Tel – 35, выпускаемые «Таврида-электрик». Для рассматриваемой сети $U_{н.р} = 1,15 \cdot 35 = 40,25$ кВ. Допустимые внутренние перенапряжения для сети (табл. 6.16) $U_{доп.вн} = 140,6$ кВ. Из вольтвременной зависимости для аппаратов «Таврида-Электрик» (рис. 6.3) при времени $t = 1 \cdot 60 \cdot 60 = 3600$ с принимаем $K_{вп} = 1,26$, поэтому расчетное значение длительно допустимого на ОПН рабочего напряжения на ОПН: $U_{р.н.р} = 40,25/1,26 = 31,94$ кВ. Выбираем ограничитель типа ОПН-У/Tel – 35/38,5-10, у которого параметры приведены ниже: $U_{н.р} = 38,5$ кВ; номинальный разрядный ток – 10 кА;

– амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс – 600 А;

– $U_{ост.г}$ при номинальном разрядном грозовом импульсе тока 5 кА – 113 кВ;

– $U_{ост.к}$ при коммутационном токе 500 А, соответственно, 95,0 кВ;

– полная энергоемкость 85,5 кДж.

Координационный защитный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп.вн} - U_{ост.г})/U_{доп} = (140,6 - 113,0)/140,6 = 0,192 > (0,15 - 0,25).$$

Условие выполняется.

Координационный защитный интервал по грозовым перенапряжениям. Для аппаратов 35 кВ с нормальной изоляцией $U_{исп.г} = 190,0$ кВ.

$$A_{гр} = (U_{исп.г} - U_{ост.г})/U_{исп.г} = (190,0 - 113,0)/190,0 = 0,405 > (0,2 - 0,25).$$

Условие выполняется.

Как видно из результатов расчета, выбранный ОПН вполне отвечает требованиям по координации изоляции электрооборудования 35 кВ.

Предельный ток взрывобезопасности выбранного ограничителя $I_{вб} = 40$ кА, что значительно больше тока трехфазного КЗ в месте установки ограничителя перенапряжения (11 кА).

ГЛАВА 7. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И ИЗОЛЯТОРОВ

7.1. Типы проводников, применяемых в первичных цепях электроустановок

В электроустановках (электростанциях и подстанциях) применяемые проводники различаются по конструктивному исполнению и токопроводящему материалу. В настоящее время применяются в основном алюминиевые токоведущие части и шины, но в связи с уменьшением разницы цен алюминиевых и медных проводников в последнее время расширилась область применения медных проводников.

По конструктивному исполнению различают следующие основные типы проводников: гибкие провода и токопроводы, неизолированные жесткие проводники; комплектные токопроводы, самонесущие изолированные провода (СИП) и кабели.

Сборные шины РУ предназначены для приема и распределения электроэнергии между отходящими линиями. Главной особенностью сборных шин является неравномерное распределение нагрузки по их длине. Обычно наиболее нагружены участки сборных шин во вводных ячейках, где осуществляется прием электроэнергии.

Токоведущие связи между основным оборудованием (генераторами, трансформаторами) и другими элементами электроустановок (сборными шинами и высоковольтными аппаратами) выполняются токопроводами и соединительными шинами.

Токопровод – это электротехническое устройство, выполненное жесткими шинами или гибкими проводниками в комплекте с изоляторами и другими конструктивными элементами, предназначенное для передачи электроэнергии на малые расстояния (в пределах электроустановки). Токопроводы (шинопроводы) могут иметь другие названия, в зависимости от места установки, назначения и предпочтений заводоуправлений. Шинными мостами называют токопроводы, выполняющие связи между рядами КРУ, а шинными вводами называют токопроводы для связи между трансформаторами и КРУ и др.

Выбор конкретных типов проводников зависит от номинального напряжения, тока, рода установки и особенностей проектируемой электроустановки.

В сложившейся практике типового проектирования вид применяемого проводника зависит в основном от места его установки в электроустановке.

На фрагменте электрической схемы подстанции (рис. 7.1) рассмотрим места применения конкретных типов проводников и шин.

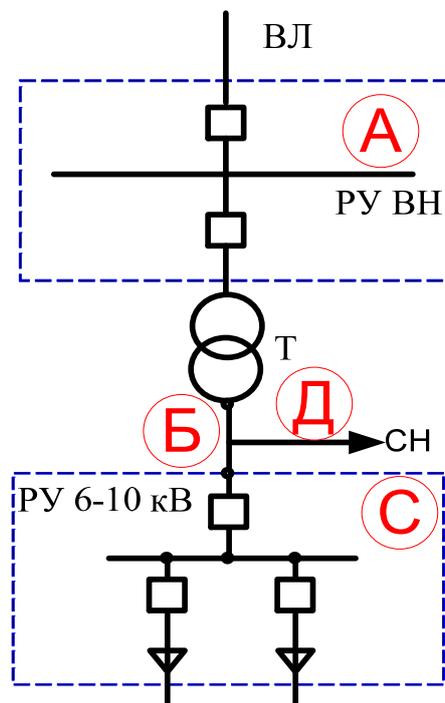


Рис. 7.1. Фрагмент электрических соединений подстанции

А. Для РУ и воздушных линий (ВЛ) напряжением 35 кВ и выше применяются обычно токоведущие части и сборные шины, выполненные неизолированными гибкими сталеалюминиевыми проводами. Для открытых РУ 220 кВ (ОРУ) и выше обычно по условиям короны применяются расщепленные провода. Разработаны типовые конструкции РУ напряжением 35–220 кВ с жесткими шинами. Их применение позволяет уменьшить минимальные расстояния между проводниками фаз и заземленными конструкциями, при этом уменьшаются размеры РУ и подстанции. Для РУ-35 находят применение шины прямоугольного и трубчатого сечения. При напряжениях 110–220 кВ применяются шины трубчатого сечения. Это обусловлено необходимостью снижения напряженности электрического поля у поверхности проводника, для предотвращения коронирования.

Б. Соединения между трансформатором и ЗРУ (КРУН) могут выполняться пучком из гибких проводников, жесткими шинами, комплектным токопроводом (шинным вводом). На большинстве подстанций соединение трансформаторных вводов и ЗРУ выполняется гибкими голыми сталеалюминиевыми проводами. По сравнению с шинными

мостами гибкие связи обладают значительно большей надежностью вследствие отсутствия опорных изоляторов, являющихся уязвимым местом для шинных мостов.

С. При напряжениях 6–10 кВ применяются комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КСО), которые комплектуются обычно жесткими шинами прямоугольного сечения. Соединения между рядами КРУ выполняются при этом шинными мостами.

Д. Отпайка для подключения трансформатора собственных нужд, а также устройств для заземления нейтрали выполняется обычно гибкими проводниками или специальными отпайками в комплектных токопроводах.

7.2. Выбор проводников по продолжительным режимам работы

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

Различают следующие продолжительные режимы электроустановки: нормальный, ремонтный, послеаварийный.

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

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать повышение нагрузки до $I_{\text{рем max}}$.

«Послеаварийный режим» – это режим, при котором часть элементов электроустановки отключена или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения.

Выбор проводников в продолжительных режимах работы осуществляется по двум условиям:

- по условию экономичности в нормальном режиме;
- по допустимому току нагрева утяжеленного режима (ремонтного или послеаварийного).

Расчетные режимы проводников в цепях трансформаторов

Для двухобмоточного трансформатора расчетный максимальный рабочий ток нормального режима обычно принимают равным номинальному току:

$$I_{\text{м.р}} = I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (7.1)$$

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

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора. Если неизвестны действительные возможные перегрузки, то в учебном проектировании можно принять:

$$I_{\text{утяж}} = 1,4-1,5 I_{\text{ном.т}}.$$

Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на подстанции расчетные токи на стороне ВН определяются так же, как в цепи двухобмоточного трансформатора.

Расчетный ток нормального режима на стороне СН и НН при двух работающих трансформаторах (автотрансформаторах):

$$I_{\text{м.р}} = \frac{S_{\text{р.нагр}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (7.2)$$

где $S_{\text{р.нагр}}$ – наибольшая расчетная нагрузка на стороне СН или НН.

Выбор проводников по условию экономичности в нормальном режиме

Выбор сечения ошиновки производится по экономической плотности тока:

$$q_3 = \frac{I_{\text{м.р}}}{j_3}, \quad (7.3)$$

где $I_{\text{м.р}}$ – максимальный ток нормального режима (без перегрузок); j_3 – нормированная экономическая плотность тока, А/мм².

Экономическим называется такое сечение проводников, при котором обеспечиваются наименьшие расчетные приведенные затраты (табл. 7.1).

Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического значения больше чем на 15 %. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

– сборные шины всех напряжений, так как нагрузка по длине шин неравномерна и на многих ее участках меньше рабочего тока;

- ошиновка и кабели резервных линий и резервных трансформаторов СН, так как они включаются эпизодически;
- токоведущие части всех временных устройств.

Таблица 7.1

Экономическая плотность тока, А/мм²

Проводник	T _{max} , ч		
	1000–3000	3000–5000	Свыше 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляцией с медными жилами	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми жилами	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с медными жилами	3,9	3,1	2,7
алюминиевыми жилами	1,9	1,7	1,6

Выбор проводников по допустимому току длительного утяжеленного режима

Для установившегося режима можно записать уравнение нагрева:

$$I^2 R_a = \Phi_{\text{л}} + \Phi_{\text{к}} = \Phi, \quad (7.4)$$

где R_a – активное сопротивление проводника, $\Phi_{\text{л}}$, $\Phi_{\text{к}}$, Φ – соответственно, тепловой поток лучеиспусканием, конвекцией и суммарный.

Допускаемые температуры для проводников и кабелей в утяжеленном режиме приведены в табл. 7.2.

Номинальные значения температуры окружающей среды, °С, – в табл. 7.3. В тех случаях, если температура воздуха $v_{\text{в}}$ (окружающей среды) отличается от номинальной расчетной $v_{\text{в.ном}}$, допустимый ток проводника может быть определен по выражению

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.н}} \sqrt{\frac{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.ф}}}{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.ном}}}}. \quad (7.5)$$

Условие выбора проводника по утяжеленному режиму:
 $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}$

Таблица 7.2

Допустимые температуры проводников

Вид и материал проводника	Длительно допустимая температура жил $t_{ж, дл}$, °С
Шины и голые провода:	
медные	70
алюминиевые	70
стальные, непосредственно не соединенные с аппаратами	70
то же, непосредственно соединенные с аппаратами	70
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением, кВ:	
до 6	80
10	65
35	60
Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена:	
6–35	90
Кабели с резиновой изоляцией:	
обычной	65
повышенной теплостойкости	65
провода с поливинилхлоридной изоляций	90

Таблица 7.3

Расчетная температура окружающей среды для проводников и аппаратов

Проводники и аппараты	Среда	Температура $t_{ср, нор}$, °С
Проводники: провода, шины, кабели	Воздух	25
	Земля	15
	Вода	15
Аппараты	Воздух	35

При проверке на корону принимают во внимание, что расстояния между проводниками фаз в РУ меньше, чем у воздушных ЛЭП. Минимальные сечения одиночных проводов и проводов в пучках, исключая коронирование, для РУ с номинальным напряжением от 110 до 330 кВ, а также допустимые рабочие токи приведены в табл. 7.4.

Минимально допустимые сечения проводов по условиям короны

Номинальное напряжение, кВ	Марка проводов	Диаметр проводов, мм	Допустимый ток, А
110	1 × АС120/19	15,2	380
150	1 × АС240/39	21,6	610
220	1 × АС240/72	33,2	1050
330	2 × АС240/39	2 × 21,6	1220

7.3. Термическая стойкость проводников

Продолжительность КЗ составляет обычно доли секунды и, как исключение, может достигнуть нескольких секунд. В течение этого короткого промежутка времени выделение тепла настолько велико, что температура проводников и аппаратов выходит за пределы, установленные для нормального режима. Процесс нагревания прекращается в момент автоматического отключения поврежденного участка системы, после чего происходит относительно медленное остывание.

Свойство (способность) аппарата и проводника противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей исправной работе, называется термической стойкостью. Критерием термической стойкости является конечная температура, которая ограничивается механической прочностью металлов, деформациями частей аппаратов, а также нагревостойкостью изоляции. Допустимые конечные температуры для проводников (табл. 7.5) установлены на основании опыта. Они выше допустимых температур при нормальной работе, поскольку изменение механических свойств металлов и износ изоляции определяются не только температурой, но также продолжительностью нагревания, которая в рассматриваемых условиях мала. Как видно из табл. 7.5, допустимые конечные температуры при КЗ лежат в пределах от 120 до 300 °С, в то время как допустимые температуры при нормальной работе, как правило, не превышают 60–80 °С.

При проверке на термическую стойкость пренебрегают теплоотдачей, что не вносит заметной ошибки.

Таким образом, процесс нагрева при КЗ определяется уравнением:

$$I_{\text{кз}}^2 r_v dt = GC_v dv, \quad (7.6)$$

где r_v , C_v – соответственно, сопротивление и теплоемкость проводника для температуры v ; G – масса проводника.

Таблица 7.5

Допустимые конечные температуры проводников при КЗ

Наименование проводников, частей аппаратов	Конечная температура, °С
Неизолированные медные и латунные проводники, части аппаратов	300
Неизолированные алюминиевые проводники, части аппаратов	200
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами	200
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией 20, 35 кВ	130
Кабели и провода с поливинилхлоридной изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами	150
То же с полиэтиленовой изоляцией	130
То же с изоляцией из вулканизированного (сшитого) полиэтилена	250

После подстановки G , r_v и разделения переменных:

$$\frac{1}{q^2} I_{kt}^2 dt = \frac{\gamma C_v}{\rho_v} dv; \tag{7.7}$$

$$\frac{1}{q^2} \int_0^{t_{отк}} I_{kt}^2 dt = \int_{v_v}^{v_k} \gamma \frac{C_v}{f_v} dv,$$

где γ , q – удельная проводимость и площадь поперечного сечения проводника.

Для неизолированных проводников при номинальных условиях $v_{нач} = 70$ °С.

При этом $A_k = A_{нач} + \frac{B_k}{q^2}$, (7.8)

где $B_k = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a)$, где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей (табл. 7.6).

**Ударный коэффициент и постоянная времени
элементов электрической системы**

Электрическая система, элемент системы	T_a, c	k_y
РУ 6–10 кВ	0,01	1,37
Система, связанная с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ: 35	0,02	1,61
110–150	0,02–0,03	1,61–1,72
220–330	0,03–0,04	1,72–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,89

По значению A_k на рис. 7.2 определяется температура ν_k в конце КЗ. Проводник термически устойчив, если $\nu_k \leq \nu_{k, \text{доп}}$.

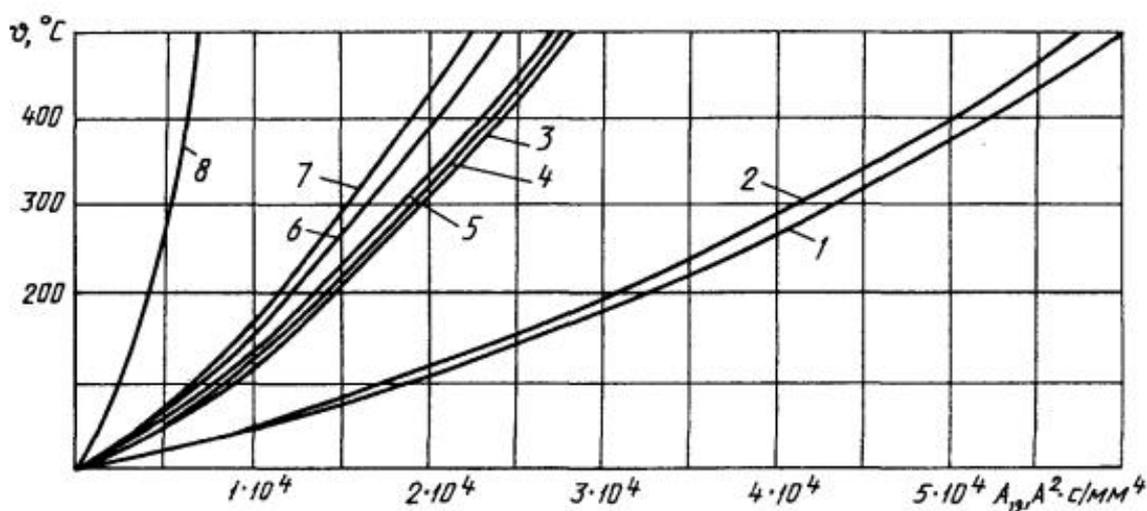


Рис. 7.2. Кривые для определения конечной температуры шин и кабелей при КЗ. Материалы проводников:
1 – ММ; 2 – МТ; 3 – А; 4 – АТ; 5 – АД0; АСТ;
6 – АДЗ1Т1; 7 – АДЗ1Т; 8 – СтЗ

Для голых медных проводников предельно допустимая температура составляет 300 °С, а для алюминиевых 200 °С.

Часто определяют термическую стойкость шин и кабелей по минимально допустимой площади сечения:

$$q_{\text{минтс}} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{k, \text{доп}} - A_{\text{нач}}}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (7.9)$$

Значения коэффициентов $C \left(\frac{A \cdot C^{1/2}}{\text{мм}^2} \right)$ приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

**Допустимые температуры и соответствующие им коэффициенты C
для шин и кабелей**

Обозначения	$t_{\text{к.доп}}, ^\circ\text{C}$	C
Шины:		
из меди	300	170
из алюминия	200	90
Кабель до 10 кВ с бумажной изоляцией и жилами:		
с медными жилами	200	140
с алюминиевыми жилами	200	90
Кабели 20–35 кВ:		
с медными жилами	130	105
с алюминиевыми жилами	130	70

Условия термической стойкости при этом определяется выражением $q_{\text{min доп}} \leq q_{\text{расч}}$, где $q_{\text{расч}}$ – площадь сечения проводника, выбранная по условиям рабочего режима.

Для кабелей СШП обычно задаются токи односекундной термической стойкости. Для продолжительности КЗ, отличающейся от 1 с, значение допустимого тока термической стойкости получают умножением односекундного тока термической стойкости ($I_{\text{тер.1с}}$) на коэффициент:

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}}, \quad (7.10)$$

где t – продолжительность КЗ, с.

Значения односекундного тока термической стойкости для кабелей СШП приведены в табл. 7.17.

7.4. Электродинамическая стойкость проводников

Под электродинамической стойкостью проводников понимают способность проводников и аппаратов выдерживать механические усилия, возникающие при протекании токов КЗ, без повреждений и деформаций, препятствующих их дальнейшей работе.

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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (7.11)$$

для медных шин $f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (7.12)$

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

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т. е. $f_0 > 200$ Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Наибольшие электродинамические усилия возникают обычно при трехфазном КЗ. Поэтому в дальнейших расчетах на динамическую стойкость учитывается ударный ток трехфазного КЗ.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, Н/м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах):

$$M = \frac{fl^2}{10}, \quad (7.13)$$

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

При расположении шин в плоскости наибольшие динамические нагрузки возникают в средней фазе. Максимальное распределенное усилие на единицу длины средней фазы при трехфазном КЗ:

$$f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \quad (7.14)$$

где i_y – ударный ток КЗ; a – расстояние между осями смежных фаз, м.

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{Wa}, \quad (7.15)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³ (табл. 7.8). Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$; $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин (табл. 7.9).

Расстояние a принимается в соответствии с типовыми конструкциями РУ 6–10 кВ обычно в пределах 0,3–0,5 м, а пролет в пределах $l = 1,0–1,5$ м, обычно принимают равным или кратным шагу ячейки.

В современных распределительных сетях 6–10 кВ обычно применяются типовые ячейки комплектных РУ (КРУ, КРУН, КСО) с однополосными конструкциями шин.

Моменты сопротивления и инерции шин

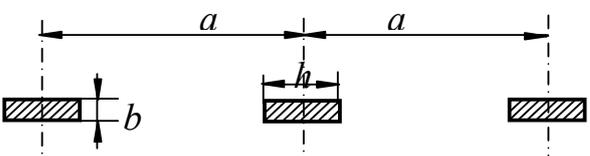
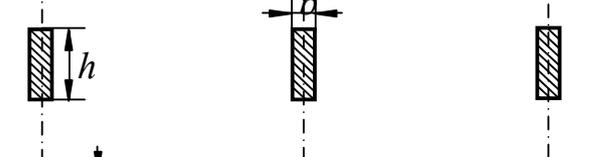
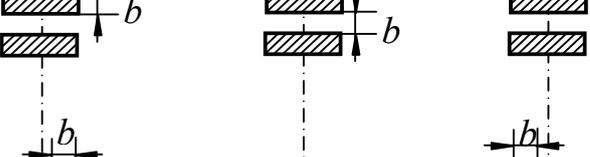
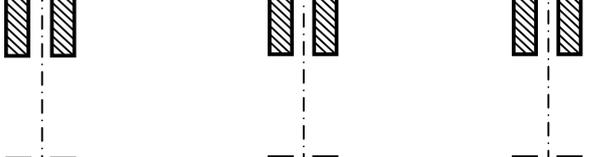
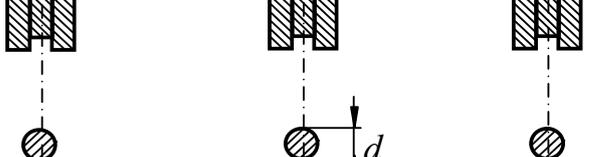
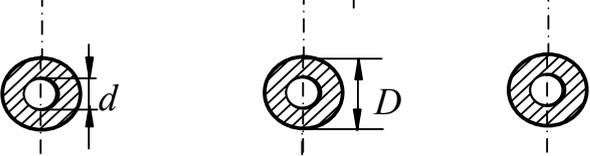
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Таблица 7.9

Допустимое механическое напряжение в материале шин

Материал	Марка	$\sigma_{\text{доп}}$, МПа	Модуль упругости E , 10^4 , МПа
Алюминий	АО, А1	82,3	7
	АДО	41,2–48	7
Алюминиевый сплав	АД31Т	89,2	7
	АД31Т1	137,2	7
	АВТ1	213	7
Медь	МГМ	171,5–178,4	10
	МГТ	171,5–205,8	10

Механический расчет двухполосных шин. Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис. 7.3), то возникают усилия между полосами и между фазами. Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению.

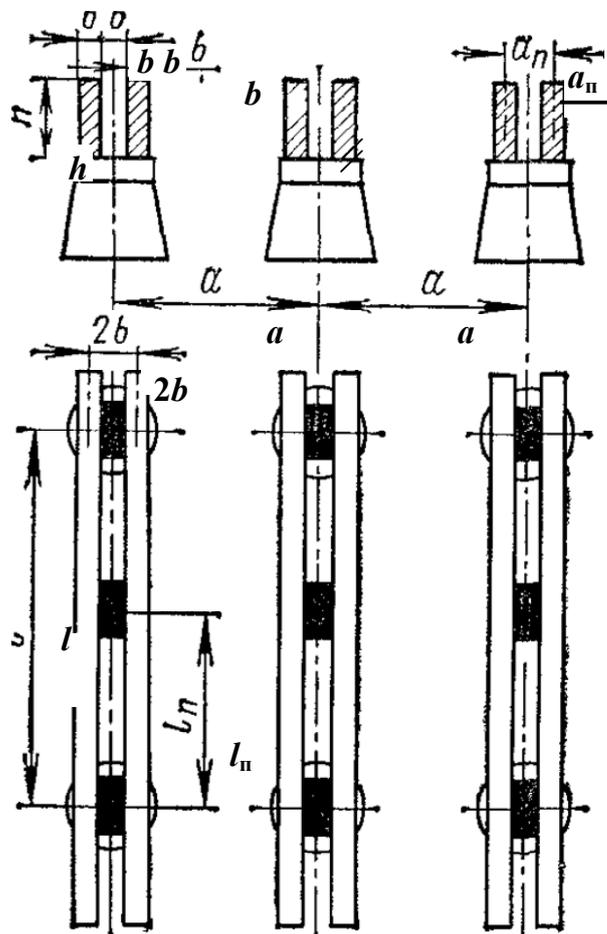


Рис. 7.3. Эскиз расположения двухполосных шин

Для того чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливаются прокладки. Пролет между прокладками $l_{\text{п}}$ выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_{\text{п}} < 0,216 \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_y^3}} \sqrt[4]{\frac{EJ_{\text{п}}}{k_{\text{ф}}}}, \quad (7.16)$$

где $a_{\text{п}}$ – расстояние между осями полос, см; $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы шин (рис. 7.4), учитывающий влияние поперечных размеров проводника на силы взаимодействия.

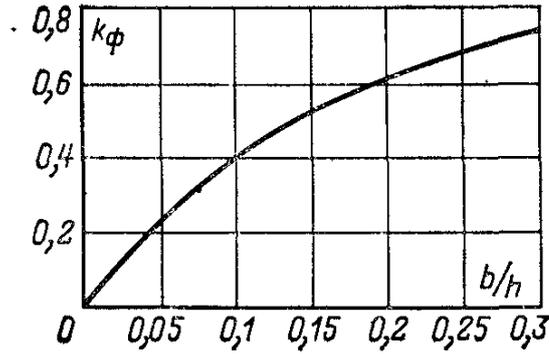


Рис. 7.4. Кривые для определения коэффициента k_ϕ для двухполосных шин при $a_\Pi = 2b$

Чтобы не происходило резкого увеличения усилий в полосах в результате механического резонанса, частота собственных колебаний системы должна быть больше 200 Гц. Исходя из этого, l_Π выбирается еще по одному условию:

$$l_\Pi < 1,33 \cdot 10^{-3} \sqrt[4]{\frac{EJ_\Pi}{m_\Pi}}, \quad (7.17)$$

где m_Π – масса полосы на единицу длины, кг/м.

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить

$$f_\Pi = 2k_\phi \frac{(0,5i_y)^2}{2b} 10^{-7} = 0,25k_\phi \frac{i_y^2}{b} 10^{-7}. \quad (7.18)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос определяется как для балки с равномерно распределенной нагрузкой с защемленными концами, МПа:

$$\sigma_\Pi = \frac{f_\Pi l_\Pi^2}{12W_\Pi}, \quad (7.19)$$

где W_Π – момент сопротивления одной полосы, см³; l_Π – расстояние между прокладками, м.

Условия механической прочности имеет вид:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_\phi + \sigma_\Pi \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (7.20)$$

Если это условие не соблюдается, то следует уменьшить σ_ϕ или σ_Π , что можно сделать, уменьшив l_ϕ или l_Π или увеличив a или W_ϕ .

Решив уравнение для σ_{Π} относительно l_{Π} , можно определить максимально допустимое расстояние между прокладками:

$$l_{\Pi \max} = \sqrt{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\phi}) \frac{W_{\Pi}}{f_{\Pi}}}. \quad (7.21)$$

Расстояние между прокладками l_{Π} из конструктивных соображений принимают кратной длине пролета между изоляторами l_{ϕ} .

При определении сил взаимодействия между швеллерами составляющими шину коробчатого сечения, принимают $k_{\phi} = 1$; расстояние между осями проводников берут равными размеру h . Тогда

$$f_{\Pi} = 0,5 \frac{i_y^2}{h} 10^{-7}. \quad (7.22)$$

Расчетный момент сопротивления $W_{\Pi} = W_{y-y}$, а расчетное напряжение в материале от взаимодействия между швеллерами:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} l_{\Pi}^2}{12W_{\Pi}}. \quad (7.23)$$

Для шин коробчатого сечения при взаимодействии фаз напряжение в материале шин определяется с учетом вектора приложения силы.

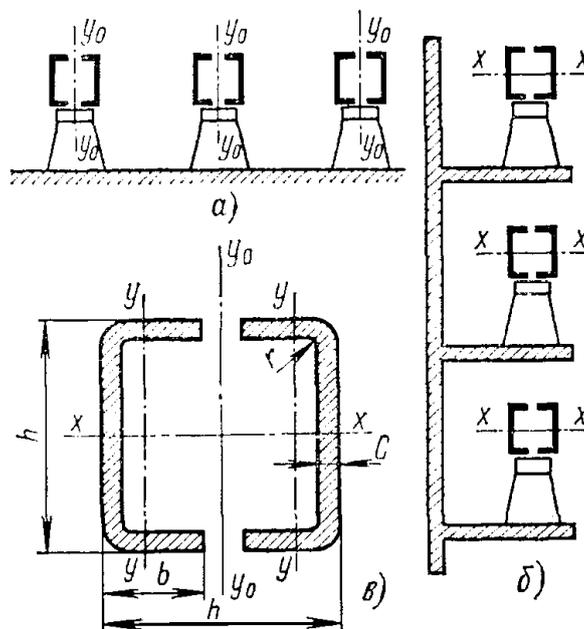


Рис. 7.5. К механическому расчету шин коробчатого сечения:
 а – горизонтальное расположение; б – вертикальное расположение;
 в – сечение коробчатой шины

Если шины расположены горизонтально (рис. 7.5, а) и шины соединены между собой жестко, то $W_{\phi} = W_{y0-y0}$.

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

Для вертикального расположения шин (рис. 7.5, б) $W_{\phi} = 2W_{x-x}$.

7.5. Типовые конструкции и выбор жестких шин и токопроводов

Наиболее распространенные типы неизолированных жестких проводников и шины приведены на рис. 7.6. Для РУ НН (6–10 кВ) подстанций, как правило, применяются однополосные шины. Это обусловлено тем, что в данных РУ применяются типовые ячейки комплектных РУ (КСО, КРУ), которые комплектуются однополосными шинами и электрическими аппаратами, рассчитанными на соответствующие токи. При большой мощности распределяемой РУ низкого напряжения можно принять большее количество секций РУ (4 или 8), при этом уменьшится мощность, распределяемая на секции РУ в длительных режимах, соответственно, в 2 и 4 раза. Отпайка к трансформатору СН выполняется обычно гибкими проводниками.

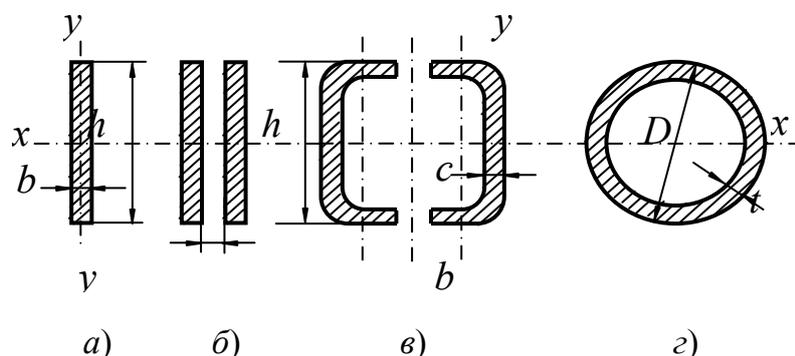


Рис. 7.6. Типовые формы поперечного сечения жестких шин

Разработаны типовые конструкции РУ 35 кВ с жесткими шинами прямоугольного сечения. В 50-х гг. жесткая ошиновка (трубчатого сечения) была успешно внедрена в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) напряжением 110–220 кВ, а с 60-х гг. она все шире стала использоваться жесткая ошиновка трубчатого сечения в ОРУ 110 кВ, а затем и для более высоких напряжений. В настоящее время разработаны типовые конструкции ОРУ 500 кВ и выше с жесткими шинами трубчатого сечения. На основе конструкций с жесткой ошиновкой созданы комплектные РУ модульного типа напряжением 110 и 220 кВ. Высокая эффективность достигнута при использовании комплектных

трансформаторных подстанций блочного типа (КТПБ), выполненных по упрощенным схемам электрических соединений. Отечественная и зарубежная практика показывает, что наибольший экономический эффект от внедрения жесткой ошиновки в ОРУ сборного типа обеспечивается за счет уменьшения площади занимаемой РУ, уменьшения объема и массы металлоконструкций, трудозатрат (чел.-дн.) и др.

Выбор жестких шин и токопроводов. Жесткие шины и токопроводы применяются в РУ 6–10 кВ, а также в отдельных компактных конструкциях РУ 35 кВ и выше. При этом в РУ напряжением больше 110 кВ применяются трубчатые и круглые профили шин, а для РУ 6–35 кВ обычно прямоугольные шины.

Условия выбора токоведущих частей

1. По экономической плотности тока $q_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{j_3}$, найденное значение округляется до ближайшего стандартного.

Выполняется проверка по допустимому току утяжеленного режима, с учетом поправки на фактическую температуру окружающей среды:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}} \quad \text{где} \quad I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.н.}} \sqrt{\frac{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.ф}}}{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.ном}}}}$$

2. При необходимости сечение проводника увеличивается.

3. Проверка на термическую стойкость выполняется для закры-

тых распределительных устройств: $q_{\text{мин т.с}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}$.

4. Проверка на динамическую стойкость: $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$. Расчетное механическое напряжение в материале шин не должно превышать установленных допустимых напряжений.

Выбор сборных шин осуществляется по тем же условиям, что и выбор токоведущих частей за исключением первого условия. Сборные шины не выбираются по экономической плотности тока, а также по экономической плотности тока не выбираются токоведущие части в цепях резервного питания и цепях с T_{max} меньше 3000 ч.

Пример 7.1

Выбрать жесткие токоведущие части прямоугольного сечения от выводов 6 кВ трансформатора до стены ЗРУ при следующих расчетных параметрах: $I_{\text{м.р}} = 900$ А; $I_{\text{утяж}} = 1,8I_{\text{м.р}}$; $T_{\text{max}} = 4000$ ч; $i_{\text{у}} = 45$ кА; $a_{\text{ф}} = 500$ мм; $L_{\text{пр}} = 5$ м. Расчетная температура окружающей среды $v_{\text{в}} = 30$ °С.

Решение

Ток утяжеленного режима: $I_{\text{утяж}} = 1,8I_{\text{м.р}} = 1,8 \cdot 900 = 1620 \text{ А}$.

Выбираем сечение по экономической плотности тока (табл. 7.1).

Для алюминия $J_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$; $q_{\text{эк}} = I_{\text{м.р}}/J_{\text{эк}} = 900/1,1 = 818 \text{ мм}^2$.

Выбираем алюминиевую шину $q = 100 \times 8$. Отклонение сечения от расчетного не превышает 15 %. $I_{\text{доп.н}} = 1625 \text{ А}$. Допустимый ток для заданной температуры воздуха:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.н}} \sqrt{\frac{v_{\text{п.н}} - v_{\text{в.ф}}}{v_{\text{п.н}} - v_{\text{в.ном}}}} = 1625 \sqrt{\frac{70 - 30}{45}} = 1532 \text{ А}.$$

Предварительно выбранное сечение не проходит по допустимому току нагрева ($I_{\text{утяж}} = 1620 \text{ А}$). Увеличиваем выбранное сечение шины $q_{\text{выб}} = 100 \times 8$, $I_{\text{доп.н}} = 1820 \text{ А}$. Допустимый ток для заданной температуры воздуха:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.н}} \sqrt{\frac{v_{\text{п.н}} - v_{\text{в.ф}}}{v_{\text{п.н}} - v_{\text{в.ном}}}} = 1820 \sqrt{\frac{70 - 30}{45}} = 1715,9 \text{ А}.$$

Выбранное сечение проходит по допустимому току нагрева утяжеленного режима: $1715,9 > 1620 \text{ А}$.

Согласно ПУЭ проверка на термическую стойкость проводников расположенных на открытом воздухе, не требуется.

Проверка на динамическую стойкость

Момент инерции поперечного сечения шины, при расположении шин вертикально в горизонтальной плоскости:

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

Момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{hb^2}{6} = \frac{10 \cdot 1}{6} = 1,67 \text{ см}^3.$$

Частота собственных колебаний шинной системы:

$$f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{25} \sqrt{\frac{0,83}{10}} = 2,0 \text{ Гц}.$$

Расчетная частота меньше 30 Гц, что позволяет выполнять расчет шинной конструкции по формулам статики.

Максимальная распределенная нагрузка на шину при трехфазном КЗ составит:

$$f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{a_{\phi}} 10^{-7} = 1,76 \cdot 10^{-1} \frac{45^2}{0,5} = 712,8 \text{ Н/м.}$$

Расчетная механическая напряженность материала:

$$\sigma_p = \frac{f^2 l^2}{10W} = \frac{712,8 \cdot 5^2}{10 \cdot 1,67} = 1073,5 \geq 82 \text{ МПа.}$$

Шина не удовлетворяет условию динамической стойкости.

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

$$W = \frac{hb^2}{6} = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ см}^3; \quad f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{25} \sqrt{\frac{83}{10}} = 19,9 \text{ Гц.}$$

По частоте свободных колебаний шинная конструкция проходит.

Расчетная механическая напряженность материала:

$$\sigma_p = \frac{f^2 l^2}{10W} = \frac{712,8 \cdot 5^2}{10 \cdot 16,7} = 107,35 \text{ МПа.}$$

Условие механической прочности выполняется:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_p; \quad 137,2 \geq 107,35 \text{ МПа,}$$

где $\sigma_{\text{доп}} = 137,2 \text{ МПа}$ для алюминия АД31Т1.

Пример 7.2

Выбрать сборные шины 10,5 ГРУ ТЭЦ и опорные изоляторы к ним для следующих данных: расчетная температура воздуха $v_v = 30 \text{ }^\circ\text{C}$; токи продолжительных режимов $I_{\text{м.р}} = 4130 \text{ А}$; $I_{\text{утяж}} = 4350 \text{ А}$; расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$; длина пролета $l = 2,0 \text{ м}$; токи КЗ на шинах: $I_{\text{п0г}} = 28,2 \text{ кА}$; $I_{\text{п0с}} = 32,3 \text{ кА}$; время отключения КЗ $t_{\text{отк}} = 2 \text{ с}$.

Решение

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, поэтому сечение выбираем по допустимому току. Принимаем шины коробчатого сечения, алюминиевые $2(125 \times 55 \times 6,5) \text{ мм}$, высота $h = 125 \text{ мм}$; ширина полки $b = 55 \text{ мм}$; толщина шины $c = 6,5 \text{ мм}$; сечение $(2 \times 1370) \text{ мм}^2$; $W_{y_0-y_0} = 100 \text{ см}^3$; $W_{y-y} = 9,5 \text{ см}^3$; $I_{\text{доп}} = 4640 \text{ А}$.

Допустимый ток с учетом поправки на температуру окружающей среды:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.н}} \sqrt{\frac{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.ф}}}{v_{\text{п.ном}} - v_{\text{в.н}}}} = 4640 \sqrt{\frac{40}{45}} = 4640 \cdot 0,94 = 4362 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость

Определяется термический импульс КЗ по выражению

$$B_{\text{п}} = t_{\text{откл}} (I_{\text{пос}}^2 + 2I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}Q_* + I_{\text{пог}}^2 B_*) =$$

$$= 2(32,3^2 + 2 \cdot 32,3 \cdot 28,2 \cdot 0,6 + 28,2^2 \cdot 0,36)10^6 = 2422,6 \cdot 10^6 \text{ (А}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{\text{а}} = I_{\text{пос}}^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{ар}} + \frac{4I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{пог}}}{1/T_{\text{ас}} + 1/T_{\text{ар}}} =$$

$$= \left(32,3^2 \cdot 0,1 + 28,2^2 \cdot 0,25 + \frac{4 \cdot 32,3 \cdot 28,2}{1/0,1 + 1/0,25} \right) 10^6 = 563,3 \cdot 10^6 \text{ (А}^2 \cdot \text{с);}$$

$$B_{\text{к}} = B_{\text{п}} + B_{\text{а}} = 2986 \cdot 10^6 \text{ (А}^2 \cdot \text{с).}$$

Минимальное термически стойкое сечение шин:

$$q_{\text{миндоп}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{2986}}{90} 10^3 = 605,6 \text{ мм}^2,$$

где для алюминия $C = 90, \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

$605,6 > 2 \cdot 1370$, термическая стойкость шин обеспечивается.

Частота собственных колебаний шинной конструкции:

$$f_0 = \frac{173,2}{2^2} \sqrt{\frac{625}{2 \cdot 13,7}} = 206,5 \text{ Гц.}$$

Так как $f_0 > 200$ Гц, то расчет можно вести по формулам для статической системы.

Момент сопротивления сечения для двух сращенных шин:

$W_{y0-y0} = 100 \text{ см}^3$, тогда

$$\sigma_{\text{фmax}} = 1,76 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8} = 1,76 \frac{161,7^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{0,8 \cdot 100} = 23,01 \text{ МПа,}$$

где $i_{y\Sigma} = \sqrt{2}K_{\text{yc}}I_{\text{пос}} + \sqrt{2}K_{\text{yг}}I_{\text{пог}} = \sqrt{2}(1,82 \cdot 32,3 + 1,955 \cdot 28,2) = 161,7 \text{ кА.}$

Сила взаимодействия между швеллерами:

$$f_{\text{п}} = 0,5 \frac{i_y^2}{h} 10^{-7} = 0,5 \frac{26147}{0,125} 10^{-1} = 10459 \text{ Н/м.}$$

Максимальное расстояние между местами сварки швеллеров:

$$l_{\text{пmax}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф}})W_{\text{п}}}{f_{\text{п}}}} = \sqrt{\frac{12(82,3 - 23,01)9,5}{10459}} = 0,8 \text{ м,}$$

где $W_{\text{п}} = W_{\text{у-у}} = 9,5 \text{ см}^3$ и $\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$.

Пример 7.3

На подстанции 110 кВ выбрать сборные шины ОРУ жесткой конструкции. Данные: $S_{\text{утяж}} = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $I_{\text{п0}} = 4,5 \text{ кА}$; $l_{\text{пр}} = 5 \text{ м}$; междофазные расстояния для жестких шин $a_{\text{ф}} = 1,4 \text{ м}$.

Решение

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются.

Ток нагрузки утяжеленного режима:

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{утяж}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,63 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираем трубчатую алюминиевую шину 25/30 ($D = 30, d = 25$) $I_{\text{доп}} = 640 \text{ А}$.

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются.

Проверка на динамическую стойкость:

$$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64} = \frac{3,14(3^4 - 2,5^4)}{64} = 2,06 \text{ см}^4;$$

$$q = \frac{\pi(D^2 - \pi d^2)}{4} = \frac{3,14(9^2 - 6,25^2)}{4} = 2,16 \text{ см}^2;$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{25} \sqrt{\frac{2,06}{2,16}} = 6,77 \text{ Гц};$$

$$i_y = \sqrt{2}K_y I_{\text{п0}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 4,5 = 10,86 \text{ кА};$$

$$f_{\text{max}} = 1,76 \frac{i_y^2}{a_{\text{ф}}} 10^{-7} = 1,76 \frac{10,86^2 \cdot 10^6}{1,4} 10^{-7} = 14,84 \text{ Н/м};$$

$$W = 0,1 \frac{D^4 - d^4}{D} = 0,1 \frac{3^4 - 2,5^4}{3} = 1,4 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_p = \frac{M}{W} = \frac{14,84}{1,4} = 10,6 \text{ МПа.}$$

Условие проверки:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad 10,6 > 82,3 \text{ МПа.}$$

Шина удовлетворяет условию динамической стойкости.

Согласно ПУЭ проверка шин и токоведущих частей ОРУ на термическую стойкость не требуется.

7.6. Изоляторы

Токоведущие части электроустановок крепятся и изолируются друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов. Изоляторы для электроустановок напряжением выше 1 кВ изготавливаются из фарфора, стекла и полимеров. Изоляторы из традиционных электроизоляционных материалов стекла, фарфора получили широкое применение в электроустановках, но опыт их эксплуатации выявил ряд недостатков: хрупкость, старение вследствие электрохимического воздействия среды, большой удельный вес и др. Успехи органической химии в области синтеза новых высокопрочных композиционных материалов привели к появлению нового класса высоковольтных изоляторов. Применение полимерных изоляторов с кремнийорганической оболочкой практически решило проблему старения и позволило гарантировать их работоспособность на протяжении более 30 лет. Происходит освоение новых типов полимерных изоляторов для замены изоляторов из фарфора и стекла.

Изоляторы подразделяются по своему назначению на линейные, стационарные и аппаратные. Линейные изоляторы предназначаются для крепления проводов воздушных линий; аппаратные – для крепления токоведущей части аппаратов; стационарные – для крепления шин и токоведущих частей в РУ.

По конструктивным особенностям изоляторы классифицируются на: опорные, проходные и подвесные.

Изоляторы должны отвечать ряду требований, определяющих их электрические и механические характеристики, в соответствии с

назначением и номинальным напряжением и родом установки. Основные характеристики изолятора: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; допустимое усилие $F_{\text{доп}}$.

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей на металлических или бетонных конструкциях и в электрических аппаратах. Различают опорно-стержневые и опорно-штыревые изоляторы.

Опорные штыревые фарфоровые изоляторы для наружной установки напряжением 6–35 кВ имеют фарфоровый корпус с развитой поверхностью в виде ребер и отверстием снизу для крепления на стальном штыре. Под дождем фарфоровый корпус смачивается только сверху. Снизу под ребрами он остается сухим, вследствие чего изолятор способен противостоять приложенному напряжению. Штыревые изоляторы для номинального напряжения 10 кВ (ШФ-10) имеют монолитный фарфоровый корпус (рис. 7.7, а). Изоляторы для более высоких напряжений имеют фарфоровый корпус, состоящий из нескольких частей (ШТ-35), соединенных с помощью цемента (рис. 7.7, б). При таком исполнении фарфорового корпуса увеличиваются пробивное напряжение изолятора и его механическая прочность. Для ремонта и замены штыревых фарфоровых и стеклянных изоляторов выпускаются полимерные (ШП-10, ШПУ-10, ШПУ-35), обладающие улучшенными электрическими и механическими характеристиками (рис. 7.8).

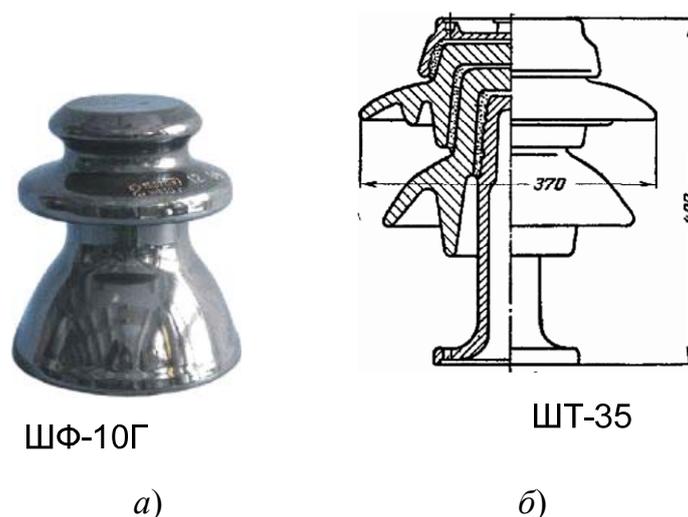


Рис. 7.7. Штыревые фарфоровые изоляторы на напряжение ШФ-10Г (10 кВ) и ШТ-35 (35 кВ)

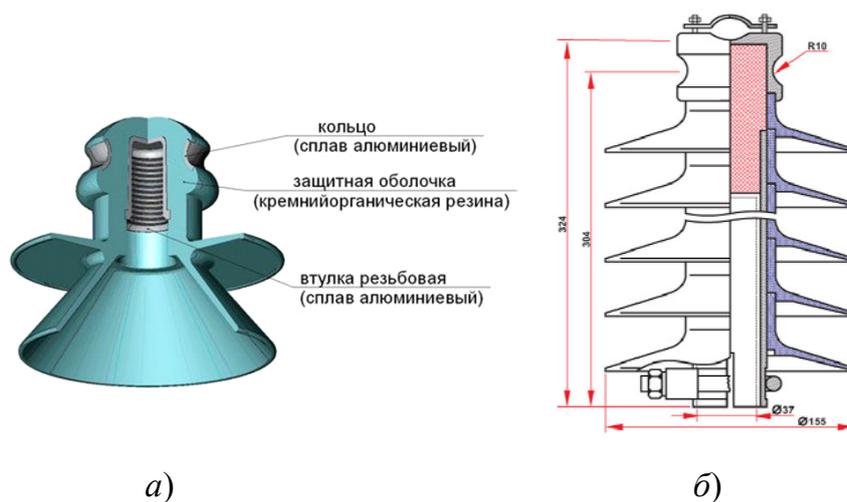


Рис. 7.8. Штыревые полимерные изоляторы:
 а – ШП-10 (10 кВ); б – ШПУ-35 (35 кВ)

При проектировании и строительстве новых ЛЭП применяются полимерные изоляторы серии ОЛК, ОЛСК (рис. 7.9). Условное обозначение типа изоляторов состоит из букв и цифр, которые означают: О – опорный; Л – линейный; К – материал защитной оболочки, кремнийорганическая резина; 12,5 – значение нормированной механической разрушающей силы на изгиб, кН (12,5 кН); 10 – класс напряжения, кВ (10 кВ).



Рис. 7.9. Опорные линейные изоляторы ОЛК-12,5-10;
 ОЛСК-12,5-10А2 и траверса веерного типа (ТВИ)
 для крепления проводников

Стержневые изоляторы традиционной конструкции имеют фарфоровый корпус цилиндрической или конической формы с гладкой или ребристой поверхностью в зависимости от назначения изолятора (для внутренней – серии ИО или наружной установки – серии ИОС,

С4, С6 и др.). К фарфоровому корпусу прикреплены металлические части: сверху для крепления шиндержателя и проводника или частей аппарата, снизу фарфоровый корпус изолятора закреплен на чугунном основании, снабженным фланцем с отверстиями для болтов, с помощью которого он крепится на основании несущей конструкции.

Взамен фарфоровых стержневых изоляторов выпускаются в настоящее время полимерные опорно-стержневые изоляторы, ОСК, ОТК обладающие повышенной гидрофобностью, выдерживающие в 5 раз большие статические нагрузки и в 20 раз большие динамические нагрузки (рис. 7.10).

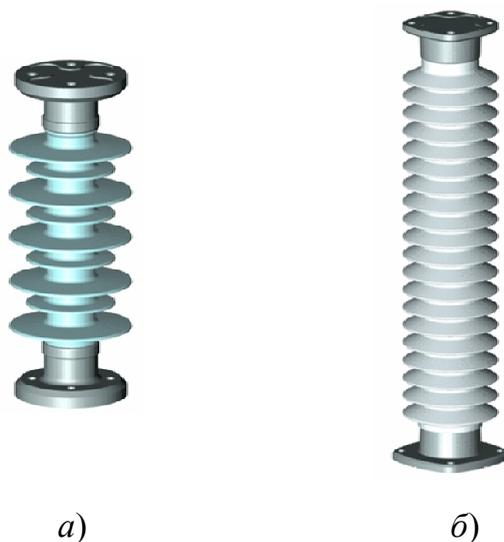


Рис. 7.10. Опорные стержневые изоляторы:
а – ОСК-8-35; б – ОТК20-110

Технические характеристики полимерных изоляторов приведены в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	$F_{разр.из}$, кН
Опорные стержневые		
ОЛК-4-10, ОЛК-12,5-10, ОЛСК-6-10 (линейные)	10	4; 12,5; 6
ИОРП-10	10	
ИОЭЛ-10-8 (эпоксидные)	10	8
ОЛК-4-20, ОЛК-12,5-20	20	4; 12,5
ОЛК-4-35	35	4
ОСК-8-35; ОСК-10-35; ОСК-12,5-35	35	8; 10; 12,5
ОТК-20-35	35	20
ИОЭЛ-35-5	35	5

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	$F_{разр.из}$, кН
ОСК-6-110, ОСК-10-110	110	6; 10
ИОСПК-10-110	110	10
ОТК-20-110	110	20
ИОСПК-8-220	220	8
Шинные опоры		
ШОП-220-1	220	
ШО-330	330	
Проходные изоляторы		
ИПП-10-630	10	
ИПП-10-2500	10	
ИПК-10-3150	10	
Линейный ввод BRIL-90-110	110	
Подвесные длинностержневые изоляторы		
ЛК-70/35	35	70
ЛК-70/110	110	70
ЛК-70/220	220	70
ЛК-120/220	220	120
АМКА-70/35-А2УХЛ	35	70
АМКА-70/110-А2УХЛ	110	70
АМКА-70/220-А2УХЛ	220	70
АМКА-120/330-А2УХЛ	330	120

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь кожу аппаратов, стены и перекрытия зданий. Для напряжения 10, 35 кВ получили распространение полимерные проходные изоляторы серий ИП; ИПК; ИППУ; ИПУ, ППЦ и др. Проходные изоляторы напряжением 110 кВ и выше в зависимости от назначения получили название линейных или аппаратных вводов. Вводы высокого напряжения обычно выполняются с фарфоровой изоляцией. Кроме этого на токоведущий стержень накладывается бумажно-масляная изоляция. Вводы обычно герметизированы, для компенсации температурных изменений в объеме масла предусмотрены компенсаторы давления, встроенные в верхнюю часть ввода или помещенные в особый бачок давления. Вводы, предназначенные для аппаратов с маслом, имеют укороченную нижнюю часть, это объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле.

Подвесные изоляторы предназначены для крепления многопроволочных проводов к опорам воздушных линий и РУ. Их конструируют так, чтобы они могли противостоять растяжению. Тарельчатый изолятор (рис. 7.11) имеет фарфоровый или стеклянный корпус, нижняя поверхность которого выполнена ребристой для увеличения разрядного напряжения под дождем. Более распространены изоляторы из закаленного стекла. Это объясняется тем, что изоляторы из закаленного стекла имеют ряд технологических преимуществ перед фарфоровыми.

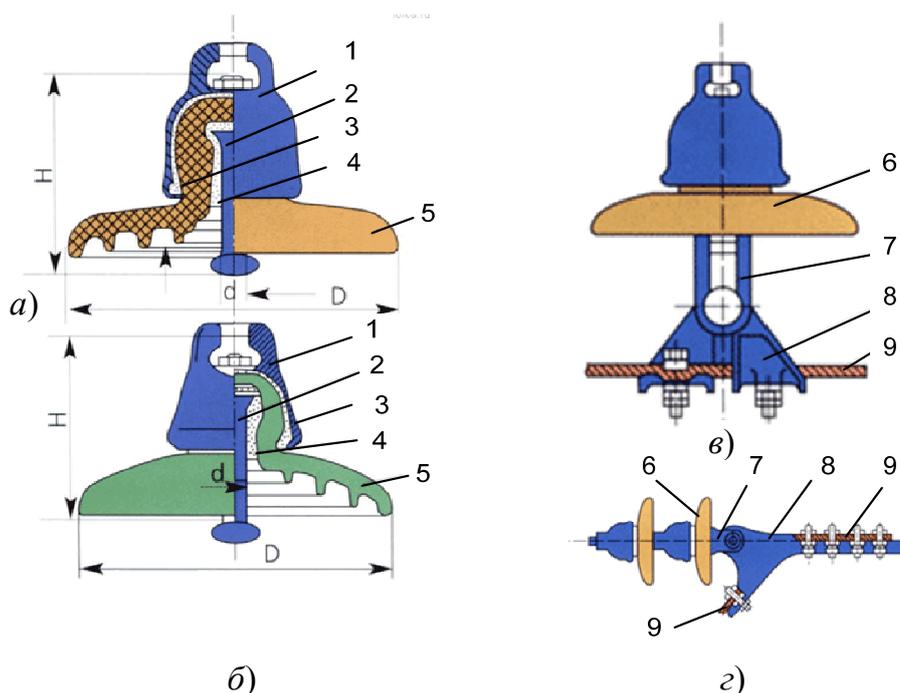


Рис. 7.11. Подвесные тарельчатые изоляторы:
a – фарфоровый ПФ; *б* – стеклянный ПС; *в* – гирлянда поддерживающая; *г* – гирлянда натяжная: 1 – шапка; 2 – пестик; 3 – связующая мастика; 4 – специальный сплав; 5 – тарельчатый элемент; 6 – последний изолятор; 7 – ушко двухлапчатое; 8 – седло (натяжной зажим); 9 – провод

Находят применение стеклянные и фарфоровые длинностержневые изоляторы (рис. 7.12, *a*). Наибольшей механической прочностью обладают полимерные (стеклопластиковые) изоляторы (рис. 7.12, *б*), что делает их применение, особенно при ультравысоких напряжениях, используемых в электроэнергетике, весьма перспективными. К числу преимуществ полимерных изоляторов также можно зачислить – высокую устойчивость к атмосферным загрязнениям, гидрофобность, простоту и удобство монтажа, высокую стойкость к пере-

напряжениям, высокую вандалоустойчивость, а также полимерные изоляторы обладают сниженным весом (более чем на 90 %) по сравнению со стеклянными и фарфоровыми изоляторами.

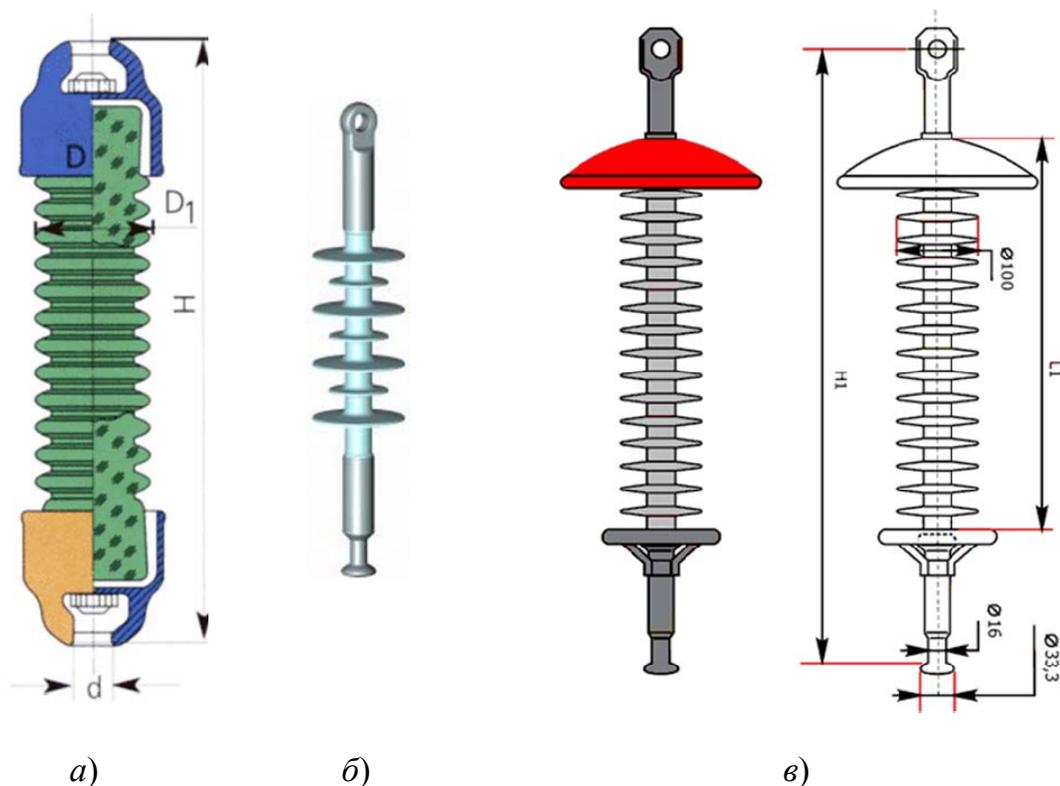


Рис. 7.12. Подвесные длинностержневые и полимерные изоляторы:
 а – длинностержневой стеклянный (фарфоровый);
 б – длинностержневой полимерный (ЛЖ); в – полимерный изолятор
 с индикаторами состояния изоляции АМКА-70/110 УХЛ1

Расчетная допустимая нагрузка на изоляторы не должна превышать 60 % минимальной разрушающей нагрузки.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

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

– допускаемой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр},$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

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

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} l k_{\Pi} \cdot 10^{-7} = f_{\Phi} l k_{\Pi}, \quad (7.24)$$

где k_{Π} – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро» (рис. 7.13):

$$k_{\Pi} = \frac{H'}{H_{\text{из}}}; \quad H' = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}, \quad (7.25)$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора; H' – расстояние от основания изолятора до центра тяжести поперечного сечения шины.

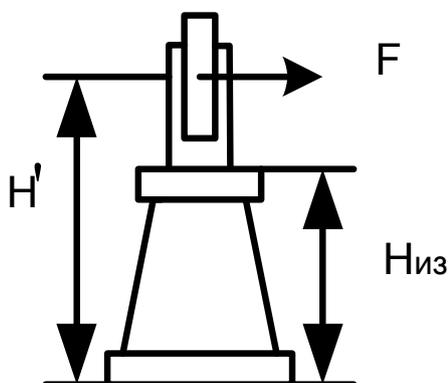


Рис. 7.13. К определению расчетной нагрузки на изолятор

Проходные изоляторы выбирают:

- по напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по номинальному току $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$;
- по допустимой нагрузке $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$.

При этом расчетная сила для проходных изоляторов определяется по выражению $F_{\text{расч}} = 0,5 f_{\Phi} l$.

7.7. Кабели

Силовая кабельная линия – это линия для передачи электрической энергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям

техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другим требованиям. Наибольшее применение кабельные линии нашли при передаче и распределении электроэнергии на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения), а также при передаче электроэнергии через большие водные пространства. Достоинства и преимущества кабельных линии по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2–3 раза для линий 6–35 кВ и 5–6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

В силовых кабельных линиях наиболее широко используются кабели с бумажной и пластмассовой изоляцией. Тип изоляции силовых кабелей и их конструкция влияют не только на технологию монтажа, но и на условия эксплуатации силовых кабельных линий. Кабель, имеющий поверх защитной оболочки покрытие из стальных лент, плоской или круглой проволоки для защиты от механических повреждений, называется бронированным. Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в электроустановках. Кабели применяются в тех случаях, когда технико-экономическое обоснование подтверждает их более высокую эффективность, чем проводов или шин.

Силовой кабель состоит из трех обязательных элементов: токопроводящей жилы, изоляции токопроводящей жилы и защитной оболочки.

Кроме этого силовой кабель может состоять из экрана, поясной изоляции, подушки под броню, брони. Токоведущие жилы кабелей выполняются из меди или алюминия.

Кабели номинальным напряжением выше 1 кВ называют высоковольтными кабелями. Кабели можно классифицировать по различным признакам: номинальному напряжению, виду изоляции, количеству токоведущих жил и др. Классификация высоковольтных силовых кабелей по типу изоляции приведена на рис. 7.14.

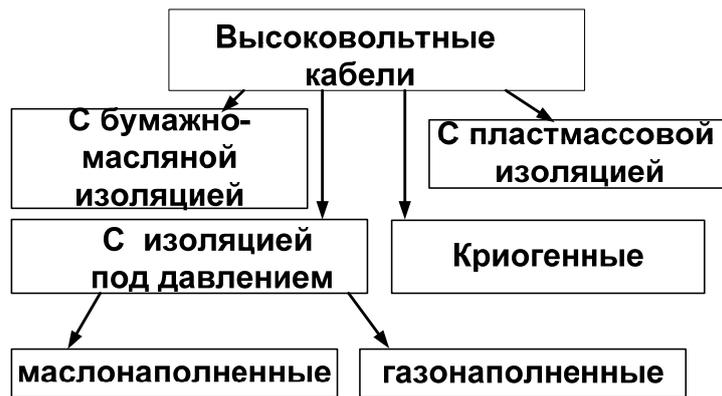


Рис. 7.14. Классификация высоковольтных силовых кабелей

Марка силового кабеля характеризует основные конструктивные элементы и область применения кабельной продукции.

На рис. 7.15 приведено устройство трехжильного кабеля напряжением 6–10 кВ с бумажно-масляной изоляцией. Кабель изготавливается с поясной изоляцией, в общей свинцовой или алюминиевой оболочке. Токпроводящие жилы (алюминиевые или медные) выполняются многопроволочными или секторными, изоляцию – из кабельной бумаги, пропитанной маслоканифольным составом. Свинцовая или алюминиевая оболочка кабеля защищает изоляцию от проникновения влаги. На металлическую оболочку накладывается защитная подушка из волокнистых материалов пропитанных битумом и броня из стальных лент или проволоки. В современных кабелях в качестве защитного покрова поверх брони применяют поливинилхлоридный или полиэтиленовый шланг.

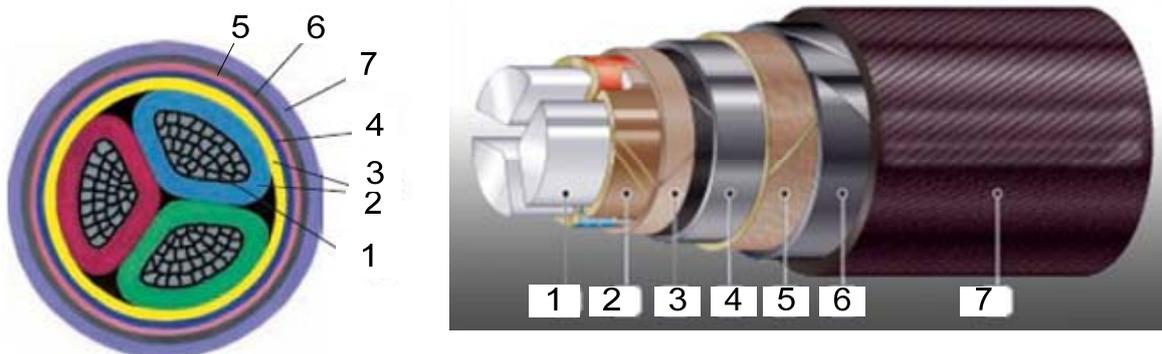


Рис. 7.15. Устройство трехфазного кабеля с бумажно-масляной изоляцией:

- 1 – токоведущая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция;
 4 – алюминиевая или стальная оболочка; 5 – подушка под броню;
 6 – броня из стальных лент; 7 – защитный покров

Поливинилхлоридный пластикат хорошо противостоит горению, обладает высокой стойкостью против действия большинства кислот, щелочей и органических растворителей. Однако его разрушают концентрированные серная и азотная кислоты, ацетон и некоторые другие органические соединения. Под воздействием повышенной температуры и солнечной радиации поливинилхлоридный пластикат теряет свою пластичность и морозостойкость. Полиэтилен обладает химической стойкостью к кислотам, щелочам, растворам солей и органическим растворителям. Однако полиэтилен под воздействием ультрафиолетовых лучей становится хрупким и теряет свою прочность.

Буквенные обозначения конструктивных элементов кабеля приведены в табл. 7.11.

Таблица 7.11

Буквенные обозначения конструктивных элементов кабеля

Конструктивный элемент кабеля	Материал	Буквенное обозначение
Жила	Медь; алюминий	Нет буквы, А
Изоляция жил	Бумажная; полиэтиленовая; поливинилхлоридная; резиновая	Нет буквы, П, В, Р
Поясная изоляция	Бумажная; полиэтиленовая; поливинилхлоридная; резиновая	Нет буквы, П, В, Р
Оболочка	Свинцовая; алюминиевая гладкая; алюминиевая гофрированная; поливинилхлоридная; полиэтиленовая; негорючая резина	С, А, А _г , В, П, Н
Подушка	Бумага и битум; без подушки; полиэтиленовая (шланг); поливинилхлоридная: один слой пластмассовой ленты типа ПХВ; два слоя пластмассовой ленты типа ПХВ	Нет буквы, б, в, л, 2л
Броня	Стальная лента; проволока плоского сечения, проволока круглого сечения	Б, П, К
Наружный кабельный покров	Кабельная пряжа без наружного кабельного покрова; стеклянная пряжа из штапелированного волокна (негорючий кабельный покров); полиэтиленовый шланг; поливинилхлоридный шланг	Нет буквы, Г, Н, Ш _п ; Ш _в

Примечание. Буквы в обозначении кабеля располагаются в соответствии с конструкцией кабеля, т. е. начиная от материала жилы и заканчивая наружным кабельным покровом.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

С начала 70-х гг. кабели с пластмассовой изоляцией активно замещают кабели с бумажной изоляцией в классах среднего и высокого напряжения. Среди пластмассовых изолирующих материалов наиболее предпочтительным является сшитый полиэтилен (СПЭ) ввиду его хороших диэлектрических свойств (низкие величины относительной диэлектрической проницаемости, фактора потерь) и большого запаса термической стойкости.

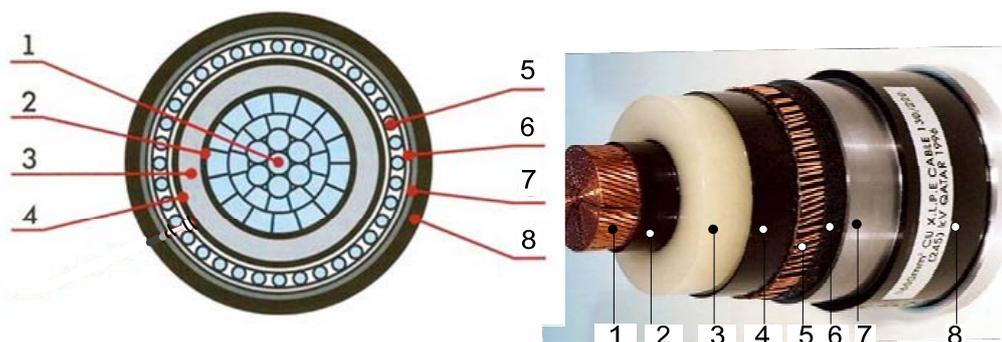


Рис. 7.16. Устройство кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена:

- 1 – токоведущая жила; 2 – внутренний полупроводящий слой;*
- 3 – изоляция (сшитый ПЭ); 4 – внешний полупроводящий слой;*
- 5 – экран из медной проволоки; 6 – разделительный слой*
из кабельной бумаги, полипропиленовой ленты
- или водоблокирующей ленты; 7 – экран из свинцовой оболочки*
или алюминиевой ленты; 8 – защитный покров

В производстве силовых кабелей со СПЭ-изоляцией получили развитие 2 технологии: технология пероксидной сшивки на линиях газовой (азотной) вулканизации и технология силанольного сшивания. Пероксидная сшивка распространена не только потому, что обеспечивает высокое качество изготовления кабелей высокого и среднего напряжения, но и коммерческого интереса производителей подобных технологических линий. При этом ведущие западные производители кабелей (ABB, Nexans и др.) оснащаются линиями газовой вулканизации и отвергают технологию силанольного сшивания.

Энергосистемы России и Республики Беларусь ориентированы на применение в распределительных сетях таких кабелей. Основные преимущества кабеля из сшитого полиэтилена (СПЭ) по сравнению с кабелем с бумажной изоляцией представлены в табл. 7.12.

Расчетные условия и выбор высоковольтных кабелей. Кабели выбираются по экономической плотности тока; проверяются по допустимому току утяжеленного режима:

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

где $I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 K_3 I_{\text{доп}}$; K_1 – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; K_2 – поправочный коэффициент на количество параллельно проложенных кабелей; K_3 – поправочный коэффициент на вид почвы; $I_{\text{доп}}$ – каталожное значение допустимого тока по условиям нагрева.

Проверка на термическую стойкость: $q_{\text{каб}} \geq q_{\text{мин тс}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}$.

Таблица 7.12

Сравнительные характеристики изоляции из сшитого полиэтилена и бумажной изоляции для кабелей среднего напряжения

Основные показатели	Кабель с СПЭ изоляцией	Кабель с бумажной изоляцией
Длительно допустимая рабочая температура, °С	90	70
Допустимый нагрев в послеаварийном режиме, °С	130	100
Предельно допустимая температура при протекании тока КЗ, °С	250	200
Температура при прокладке без предварительного подогрева, не ниже, °С	-(15–20)	0
Относительная диэлектрическая проницаемость при 20 °С	2,4	4,0
Коэффициент диэлектрических потерь tgδ при 20 °С	0,001	0,008
Температура при перегрузках, °С	130	75
Показатели надежности: удельная поврежденность, шт./100 км в год в свинцовых оболочках	нет данных	6
в алюминиевых оболочках	в 10–15 раз ниже	17
Нагрузочная способность при прокладке, %: в земле	117	100
в воздухе	120	100

Таблица 7.13

**Технические характеристики трехжильных кабелей
с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ**

Параметр	Сечение жилы, мм ²								
	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Длительно допустимый ток в земле, А: медные жилы	178	210	256	307	349	392	443	513	577
алюминиевые жилы	136	162	199	238	271	304	345	401	456
Длительно допустимый ток в воздухе, А: медные жилы	173	206	257	313	360	410	469	553	629
алюминиевые жилы	134	160	199	242	280	318	365	431	490

Для кабелей из сшитого полиэтилена на период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка до 17 % от номинальной при прокладке в земле и до 20 % номинальной при прокладке в воздухе. Общая продолжительность перегрузок кабелей в послеаварийных режимах допускается не более 1000 ч за срок службы кабелей.

Таблица 7.14

**Поправочные коэффициенты (K_1) на температуру окружающей среды
для кабелей и проводников**

$v_{ср.н},$ °С	$v_{ж.дл.},$ °С	Температура, °С											
		-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
15	90 (СШП)	1,13	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73
25	90 (СШП)	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица 7.15

Поправочные коэффициенты (K_2) на количество работающих кабелей СШП, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,76	0,67	0,59	0,55	0,51
200	1,00	0,81	0,71	0,65	0,61	0,59
400	1,00	0,85	0,77	0,72	0,69	0,66

Таблица 7.16

Поправочные коэффициенты (K_3) на допустимый длительный ток для кабелей СШП (АББ), проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление м · К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	0,8	1,13
Нормальная почва и песок влажностью 7–9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12–14 %	1,2	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8–12 %	2,0	0,85
	2,5	0,8
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	3,0	0,75

Примечание. Коэффициенты K_2 и K_3 для кабелей с изоляцией СШП могут отличаться от значений, приведенных в табл. 7.15 и 7.16, и выбираться при этом в соответствии с рекомендациями заводов изготовителей кабелей.

Таблица 7.17

Термическая стойкость кабелей СШП

Параметры	Сечение жилы, мм ²												
	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
1-секундный ток КЗ жилы, кА:													
медная	5,0	7,2	10,0	13,6	17,2	21,5	26,5	34,3	42,9	57,2	71,5	90,1	114,4
алюминиевая	3,3	4,7	6,6	8,9	11,3	14,2	17,5	22,7	28,2	37,6	47,0	59,2	75,2

Приведение односекундного тока термической стойкости к заданному фактическому времени: $I_{т.ф} = K_{т.с} I_{т.1с} = \frac{1}{\sqrt{t}} I_{т.1с}$.

Пример 7.4

Выбрать кабель в цепи отходящей линии 10 кВ для следующих исходных данных. Кабель проложен в земле (песок влажностью более 9 %). Температура окружающей среды $t_3 = 20^\circ$. Параллельно проложены два кабеля, $l = 100$ мм. Нагрузка составляет в нормальном режиме $S_{м.р} = 2,5$ МВА; в утяжеленном режиме $S_{утяж} = 4,0$ МВА, $T_{\max} = 6000$ ч. Ток КЗ $I_{п0} = 15$ кА. Время отключения КЗ $t_{кз} = 1,3$ с. Выбор кабеля выполнить без учета допустимой послеаварийной перегрузки.

Решение

$$I_{м.р} = \frac{S_{м.р}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,145 \text{ кА};$$

$$I_{утяж} = \frac{S_{утяж}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{4,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,231 \text{ кА}.$$

При $T_{\max} = 6000$ ч и $j_{эк} = 1,2$ А/мм² для алюминиевых кабелей с бумажной изоляцией

$$q_{эк} = \frac{I_{м.р}}{j_{эк}} = \frac{145}{1,2} = 120,8 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбираем сечение $q = 120$ см². Длительно допустимый ток при прокладке в земле $t_3 = 15^\circ\text{C}$; $I_{доп.н} = 240$ А.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды $t_{окр} = 20^\circ$ $K_1 = 0,96$.

Поправочный коэффициент на количество параллельно проложенных кабелей $K_2 = 0,90$.

Поправочный коэффициент на вид почвы (песок влажности более 9 %) $K_3 = 1,05$.

$$I'_{доп} = K_1 K_2 K_3 I_{доп.н} = 0,95 \cdot 0,90 \cdot 1,05 \cdot 240 = 215,5 \text{ А}.$$

Термический импульс КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{кз} + T_a) = 15^2 (1,3 + 0,01) = 294,7 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Минимальное термически стойкое сечение:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{17,2 \cdot 10^3}{90} = 191,1 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее большее сечение трехжильного алюминиевого кабеля с бумажно-масляной изоляцией, удовлетворяющее термической стойкости $q = 240 \text{ мм}^2$ ($I_{\text{доп.н}} = 240 \text{ А}$).

Для заданных выше условий выберем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Определим экономическое сечение кабеля с изоляцией СШП. При $T_{\text{max}} = 6000 \text{ ч}$ и $j_{\text{эк}} = 1,6 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевых кабелей с пластмассовой изоляцией

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{м.р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{145}{1,6} = 90,6 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбираем трехжильный алюминиевый кабель сечением $q = 95 \text{ мм}^2$. Длительно допустимый ток при прокладке в земле $\nu_3 = 15^\circ\text{С}$; $I_{\text{доп.ном}} = 242 \text{ А}$.

Поправочные коэффициенты на фактические условия работы: $K_1 = 0,97$ ($\nu_{\text{окр}} = 20^\circ$); $K_2 = 0,9$ (2 кабеля); $K_3 = 1,05$.

Допустимый ток для заданных условий работы:

$$I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 K_3 I_{\text{доп.н}} = 0,97 \cdot 0,90 \cdot 1,05 \cdot 242 = 221,8 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость

Односекундный ток термической стойкости кабеля СШП сечением 95 мм^2 составляет $I_{\text{т.с}} = 8,9 \text{ кА}$;

Поправочный коэффициент на время КЗ:

$$K_{\text{тс}} = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{1,3}} = 0,877.$$

Очевидно, что ток термической стойкости кабеля не удовлетворяет заданным условиям ($I_{\text{п0}} = 15 \text{ кА}$).

Увеличиваем сечение кабеля. Выбираем кабель сечением $q = 185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.н}} = 431 \text{ А}$; $I_{\text{т.с.1с}} = 17,5 \text{ кА}$.

Ток термической стойкости, приведенный к фактическому времени КЗ:

$$I_{\text{т.ф}} = K_{\text{тс}} I_{\text{т.с.1с}} = 0,877 \cdot 17,5 = 15,34 \text{ кА}.$$

Условие проверки на термическую стойкость выполняется:

$$I_{\text{т.с.ф}} > I_{\text{п0}}; \quad 15,34 \text{ кА} > 15,0 \text{ кА}.$$

Для заданных условий работы может быть выбран трехфазный кабель СШП сечением жил 185 мм^2 .

Пример 7.5

Выбрать кабель 10 кВ для подключения к трансформатору ТМ-250. Расчетные данные: кабель проложен в грунте с удельным тепловым сопротивлением $1,2 \text{ м} \cdot \text{К}/\text{Вт}$. Расчетная температура окружающей среды $t_3 = 25^\circ$. В траншее проложен 1 кабель. Нагрузка максимального рабочего режима принимается $S_{\text{ном.т}}$, а утяжеленного $S_{\text{утяж.р}} = 1,4S_{\text{ном.т}}$; $T_{\text{max}} = 3500 \text{ ч}$. Ток КЗ $I_{\text{п0}} = 11 \text{ кА}$. Время отключения КЗ $t_{\text{кз}} = 1,5 \text{ с}$. Выбор кабеля выполнить с учетом допустимой послеаварийной перегрузки на время ликвидации послеаварийного режима. Коэффициент предварительной загрузки кабеля составляет $K_3 = 0,8$. Длительность перегрузки 6 ч.

Решение

$$I_{\text{м.р}} = \frac{S_{\text{м.р}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,5 \text{ А}; \quad I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot 14,5 = 20,2 \text{ А}.$$

Для алюминиевого кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена:

$$T_{\text{max}} = 3500 \text{ ч}, \quad J_{\text{эк}} = 1,7 \text{ А}/\text{мм}^2, \quad q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{м.р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{14,5}{1,7} = 8,53 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель сечением $q = 35 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.н}} = 136 \text{ А}$.

$$I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 K_3 K_{\text{пер}} I_{\text{доп.н}} = 0,93 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,17 \cdot 136 = 148,0 \text{ А}.$$

Ток односекундной термической стойкости (35 мм^2) 5,0 кА.

Ток термической стойкости кабеля не удовлетворяет заданным условиям ($I_{\text{п0}} = 11 \text{ кА}$).

$$\text{Поправочный коэффициент на время КЗ: } K_{\text{т.с}} = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{1,5}} = 0,82.$$

Увеличиваем сечение кабеля. Выбираем кабель сечением $q = 150 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.н}} = 304 \text{ А}$; $I_{\text{т.с.1с}} = 14,2 \text{ кА}$.

Ток термической стойкости приведенный к фактическому времени КЗ: $I_{\text{т.ф}} = K_{\text{т.с}} \cdot I_{\text{т.с.1с}} = 0,82 \cdot 14,2 = 11,6 \text{ кА}$.

Условие проверки на термическую стойкость выполняется:

$$I_{\text{т.ф}} > I_{\text{п0}}; \quad 11,6 \text{ кА} > 11,0 \text{ кА}.$$

Для заданных условий работы может быть выбран трехфазный кабель СШП сечением жил 150 мм^2 .

ГЛАВА 8. ВЫБОР ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПОДСТАНЦИЯХ

8.1. Назначение и общие требования к системам оперативного тока

Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи релейной защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация.

Система оперативного тока (СОПТ) должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройства управления и сигнализации высоковольтными коммутационными аппаратами, РЗА, аппаратуру связи и телемеханики;
- рабочее питание АСУ ТП, а также инверторы системы АСУ;
- аварийное освещение помещений АБ, ОПУ, релейного щита, ЗРУ;
- электродвигателей насосов системы пожаротушения и других ответственных потребителей.

Системы оперативного тока должны обеспечивать в нормальном режиме работы, а также при техническом обслуживании или отказе любого элемента работоспособность хотя бы одного из взаиморезервирующих друг друга устройств РЗА и соленоидов отключения высоковольтных выключателей.

Типовой состав каждого комплекта СОПТ содержит следующие компоненты:

- одна или две АБ с зарядно-подзарядными устройствами;
- щиты (ЩОТ) или шкафы (ШОТ) оперативного тока;
- система мониторинга СОПТ, включающая устройства контроля изоляции полюсов сети; систему автоматизированного поиска мест повреждения изоляции; устройства регистрации аварийных процессов и событий.

Основным источником оперативного постоянного тока являются свинцово-кислотные АБ с зарядными устройствами напряжением 110 и 220 В, а на небольших подстанциях могут применяться 24 или 48 В.

В качестве источников постоянного оперативного тока используются аккумуляторные свинцово-кислотные батареи.

Потребители постоянного тока. Всех потребителей энергии, получающих питание от АБ, можно разделить на три группы:

1. Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно об-

текаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на АБ зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Так как постоянные нагрузки невелики, в расчетах для подстанций 110–500 кВ значение постоянно включенной нагрузки обычно находится в диапазоне 10–25 А.

2. Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 1 или 2 ч).

Примерный состав точек установки светильников аварийного освещения, выполняемого с использованием ламп накаливания, и оценка их мощности приведены в табл. 8.1.

3. Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током. Параметры электропотребления электроприводов выключателей приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.1

Электрические нагрузки аварийного освещения подстанций

Место установки светильников	Количество светильников	Мощность единицы, Вт	Общая мощность, Вт	Ток, А, при $U = 220$ В
ЗРУ 6(10) кВ при двух выходах	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 110/6(10) кВ	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 220/6(10) кВ	6	60	360	2,0
Лестница, 1 шт., 2 марша	3	40	120	0,6
Помещение АБ	2	60	120	0,6

Таблица 8.2

Параметры электропотребления электроприводов

Тип выключателя	$S_{эд}$ (взвода пружины), кВт	$S_{под}$ (подогрев), кВт	Ток включения, А, при $U = 220$ В	Ток отключения, А, при $U = 220$ В
ВВ/Tel-10	–	–	25	5
ВБТЭ-М-10 (электромагнитный привод)	–	–	50	2

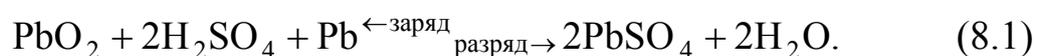
Тип выключателя	$S_{эд}$ (взвода пружины), кВт	$S_{под}$ (подогрев), кВт	Ток включения, А, при $U = 220$ В	Ток отключения, А, при $U = 220$ В
ВБЧ-10 (электромагнитный привод)	–	–	65	1,5
VS1BEL-12	0,050–0,075	–	1,1	1,1
Элегазовый выключатель с электромагнитным приводом ВГБ-35	–	0,230 + 0,050	50	2,5
Элегазовый выключатель с пружинным приводом ВГТ-110	0,75	1,65	2,5	2,5
Элегазовый выключатель с пружинным приводом ВЭБ-220	0,75	4,45	1,0	1,0
Элегазовый выключатель с пружинным приводом ВГТ-220	0,75	1,65	2,5	2,5

8.2. Аккумуляторы в системах оперативного тока

Характеристики и режимы работы аккумуляторов. В электроустановках широко применяются свинцово-кислотные аккумуляторы, отличающиеся электрическими характеристиками, размерами и конструкцией пластин, устройством сосудов и другими технологическими особенностями.

Положительная пластина аккумулятора изготавливается из чистого свинца, которая в процессе формирования аккумулятора преобразуется в перекись свинца PbO_2 . Отрицательная пластина изготавливается из окислов свинца и порошкового свинца, которые при формировании превращаются в губчатый свинец. Чтобы пластины между собой не соприкасались, между ними размещается сепаратор. Пластины с активной массой размещаются в стеклянных или керамических сосудах. В качестве электролита применяется раствор серной кислоты, плотность которого приблизительно составляет 1,2 при температуре 25 °С.

Разряд аккумулятора происходит при замыкании внешней цепи на нагрузку, при этом на положительной и отрицательной пластине происходит химическая реакция



При разряде реакция читается слева направо. Молекулы серной кислоты вступают в реакцию с активной массой пластин, образуя на них сульфат свинца $PbSO_4$. Концентрация электролита в порах активной массы в процессе разряда снижается. Это приводит к снижению напряжения на зажимах аккумулятора. Для всех аккумуляторов с жидким электролитом имеется зависимость напряжения холостого хода на элементе и плотности электролита от степени разряженности (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Зависимость напряжения холостого хода на элементе и удельной плотности электролита от степени заряда аккумуляторов Trojan

Процент заряда, %	Удельная плотность, кг/дм ³	Напряжение холостого хода, В
100	1,277	2,122
90	1,258	2,103
80	1,238	2,083
70	1,217	2,062
60	1,195	2,04
50	1,172	2,017
40	1,148	1,993
30	1,124	1,969
20	1,098	1,943
10	1,073	1,918

В СССР в качестве источников оперативного постоянного тока широко применялись аккумуляторы открытого типа серий СК и СН. Аккумуляторы СК – с коробчатыми отрицательными пластинами. Аккумуляторы СН – с намазными пластинами. Для СК установлено 45 типоразмеров, отличающихся номером (емкостью) и размерами, а для аккумуляторов типа СН – 14 типоразмеров. Емкости и разрядные токи аккумуляторов могут быть определены умножением соответствующих значений для аккумулятора первого номера на *типовой номер*.

Главным недостатком аккумуляторов СК и СН является то, что банки аккумуляторов не закрыты. Происходит испарение электролита, следовательно, для их установки требуются специальные вентилируемые помещения.

Технология производства аккумуляторов в последние годы претерпела значительные усовершенствования. В результате улучшились

технические характеристики свинцово-кислотных аккумуляторов, выполненных по классической технологии. Теоретическая энергоемкость свинцово-кислотных аккумуляторов составляет 133 Втч/кг. Фактическая энергоемкость современных свинцово-кислотных аккумуляторов зависит от назначения, технологических особенностей и обычно находится в диапазоне 15–60 Втч/кг. Очевидно, аккумуляторы больших типономиналов, выполненные по одинаковой технологии, обладают большим значением удельной энергоемкости. В автомобильных стартерных аккумуляторах энергоемкость приближается к 60 Втч/кг.

В настоящее время получили распространение необслуживаемые и малообслуживаемые аккумуляторы. В отличие от обычных свинцово-кислотных аккумуляторов они разрабатываются с низким потенциалом перезарядки (обычно не более 2,45 В на элемент) с целью предотвращения выделения газа. Герметизированные свинцово-кислотные аккумуляторы получили обозначение **SLA** (Sealed Lead Acid). Появление необслуживаемых батарей стало возможным благодаря применению пластин из сплавов с легирующими добавками и уменьшенным содержанием сурьмы. От содержания кальция (0,06–0,09 %) и олова (0,5–1 %) в сплаве решетки зависят ее прочностные и антикоррозионные свойства. Необслуживаемые батареи со свинцово-кальциево-оловянистыми и малосурьмянистыми сплавами отличаются не только малыми газовыделением и саморазрядом, но и рядом других преимуществ.

В герметичных необслуживаемых аккумуляторах (**SLA**) используется принцип рекомбинации газов по кислородному циклу, в результате которой выделяющиеся внутри аккумулятора кислород и водород вновь соединяются с образованием воды. Существует два основных способа «связывания» электролитов: применение пропитанного жидким электролитом пористого заполнителя, например стекловолокна (технология **Absorptive Glass Mat – AGM**); использование гелеобразного электролита (технологии **Dryfit** и **Gelled Electrolite – GEL**).

AGM – кислотные герметизированные аккумуляторы, в которых электролит адсорбирован стекломатами, – это микропористый материал из переплетающихся между собой ультратонких стекловолокон (рис. 8.1). Стекломаты отлично впитывают и удерживают электролит. В то же время стекломаты выполняют функции сепараторов. Электролита в батарею заливается ровно столько, сколько могут впитать стекломаты. По этой причине батареи относятся к непроливаемому

типу. Выдерживают примерно 250–400 циклов разрядов до уменьшения емкости на 20 %. Технология изготовления пластин обычная, поэтому и количество циклов мало. Чувствительны к перезарядам.

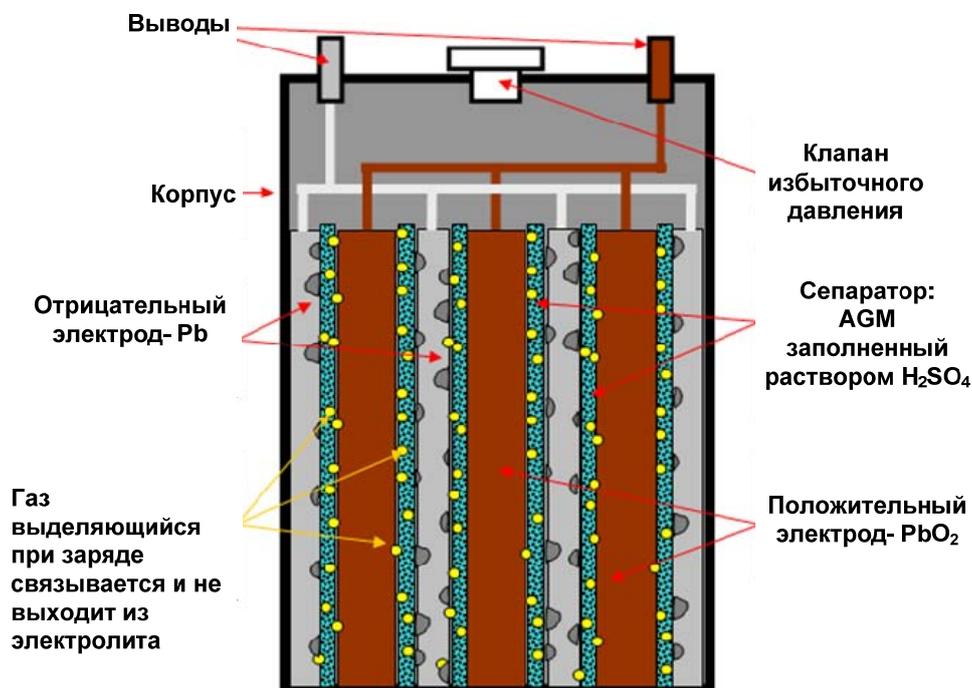


Рис. 8.1. Принципиальная схема SLA-аккумулятора технологии AGM

Гелевые кислотные герметизированные аккумуляторы, в которых электролит загущен с помощью силикогеля, выдерживают примерно 350–450 циклов разрядов на 80 % емкости при обычной технологии изготовления пластин. Гелевые аккумуляторы более чувствительны к перезарядам (может выпариться вода). Необходимо обеспечить точное соответствие зарядных токов и напряжений паспортным (для них напряжение конца заряда обычно ниже, чем у других АКБ). Их главное преимущество перед аккумуляторами классического типа состоит в том, что они практически не требуют обслуживания в течение всего срока службы и могут эксплуатироваться в помещениях с естественной вентиляцией.

Разработана технология производства высококачественных панцирных аккумуляторов, построенных на решетчатой структуре пластин с трубчатыми электродами. Панцирные (трубчатые) положительные плиты (рис. 8.2), в которых каждый компонент заключен в полимерный кислотопроницаемый стержень, изготавливаются из сплава химически чистого свинца (чистота металла не менее 99,9 %) и 2 % сурьмы. Данная

технология применяется во всех промышленных типах аккумуляторов (герметизированных и малообслуживаемых, с большим сроком службы). Герметизированные гелевые аккумуляторы (технология OPzV), сделанные на основе панцирных пластин, выдерживают порядка 900–1000 циклов разрядов.

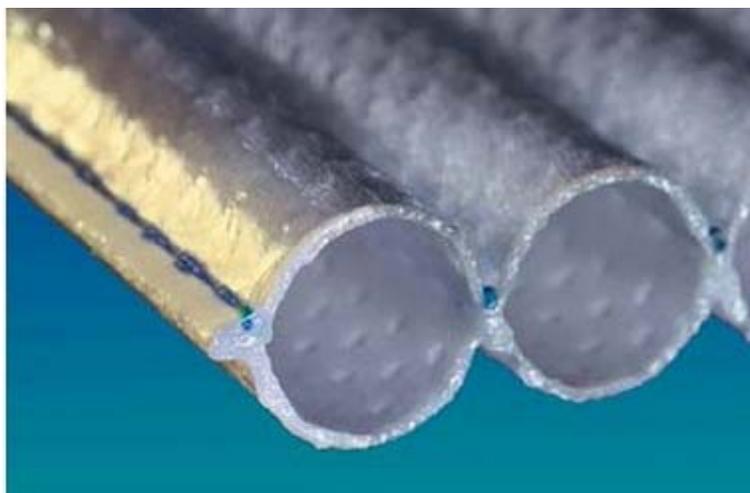


Рис. 8.2. Устройство трубчатого положительного электрода панцирного аккумулятора

Существенное усовершенствование получила классическая технология аккумуляторов с жидким электролитом. Разработаны малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы с регулирующим клапаном, открывающимся при повышении давления внутри корпуса **VRLA** (Valve Regulated Lead Acid), в которых в качестве электролита используется раствор серной кислоты. Данный тип аккумуляторов также иногда относят к **SLA**-аккумуляторам.

Практически клапан открывается лишь при нарушении правил эксплуатации. Применение особо чистых материалов, отсутствие доступа атмосферного кислорода и загрязнения поверхности аккумуляторов кислотой существенно уменьшили саморазряд аккумуляторов. Длительность их пребывания в бездействующем состоянии может измеряться годами. Повышена также устойчивость к глубоким разрядам. Это привело к увеличению срока службы, удельной емкости и уменьшению затрат на обслуживание. По данной технологии производятся аккумуляторы **OPzS** с панцирными положительными пластинами, срок службы которых составляет 15–22 лет. Особенностью данных типов аккумуляторов является использование в качестве положительных электродов трубчатых пластин из специального сплава

свинца с низким содержанием сурьмы и сепараторами из микропористого материала высокого качества с низким внутренним сопротивлением. Они выдерживают около 1500 циклов.

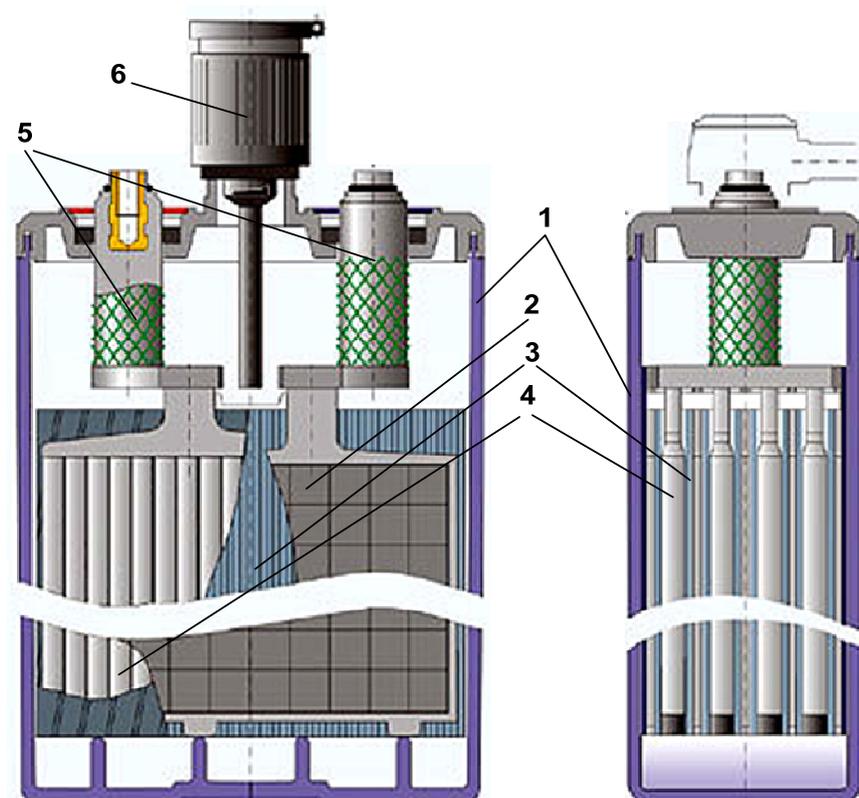


Рис. 8.3. Конструктивная схема малообслуживаемого аккумулятора с жидким электролитом (OPzS):

1 – прозрачный корпус; 2 – отрицательная пластина намазного типа;
3 – сепаратор; 4 – положительный трубчатый (панцирный) электрод; 5 – выводы (борны); 6 – фильтр-пробка

Свинцовые аккумуляторы не терпят хранения в разряженном состоянии. Если аккумулятор некоторое время будет находиться в состоянии глубокой разрядки, то начнется необратимый процесс образования сульфатов и соответственно необратимого снижения фактической емкости АБ.

Доступная емкость аккумуляторов. У всех типов свинцово-кислотных аккумуляторов имеется зависимость доступной емкости аккумуляторов от тока разряда и от температуры. Доступная емкость батареи уменьшается при увеличении разрядного тока и при уменьшении температуры окружающей среды.

В качестве примера приведены разрядные характеристики герметизированных аккумуляторов фирмы Casil.

Для 12 В батарей
Для 6 В батарей

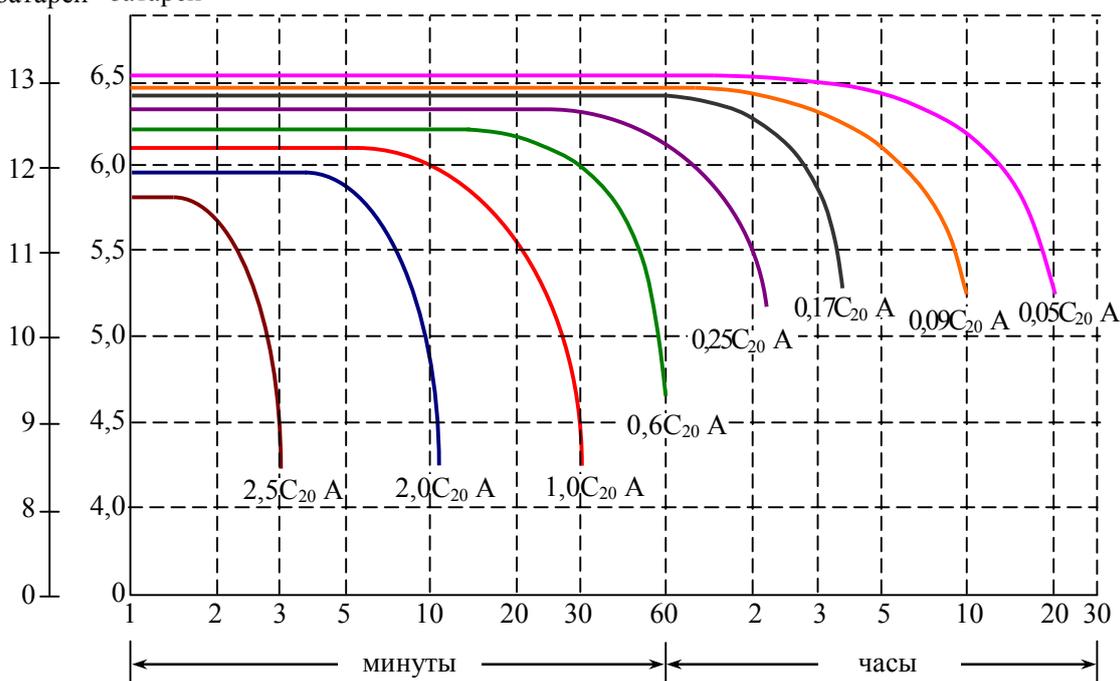


Рис. 8.4. График разрядных характеристик аккумуляторов фирмы Casil при различных скоростях разряда. Номинальная емкость приведена для 20-часового разряда

Номинальная емкость аккумуляторов указывается обычно для 10- или 20-часового разряда. Увеличение разрядного тока неизменно приводит к уменьшению доступной емкости аккумулятора. Расчет емкости аккумуляторной батареи системы оперативного тока выполняется обычно по типовой аварийной электрической нагрузке для нормативного времени аварийного разряда. В системах оперативного тока электроустановок расчетная длительность аварийного электропитания может составлять 0,5; 1 или 2 ч. В соответствии с нормами технологического проектирования подстанций переменного тока для РФ (СО 153-34.20.122–2006) расчетная длительность аварийного перерыва в электроснабжении составляет 2 ч. Типовой расчетный график нагрузки системы оперативного тока приведен на рис. 8.5.

Применение на подстанциях современных элегазовых и вакуумных выключателей, микропроцессорных устройств РЗА и телемеханики, энергоэффективных источников электрического освещения и др. привело к уменьшению необходимой емкости АБ в системе оперативного тока. Это позволило увеличить расчетную продолжительность разряда АБ в системе оперативного тока до 2 ч. Для подстанций 35 кВ и 110 кВ без сборных шин (не более 3-х выключателей в РУ ВН) реко-

мендуется применять шкафы оперативного тока (ШОТ) с одной АБ, а для подстанций 220 кВ и выше рекомендуется применять две АБ и два ЩОТ.

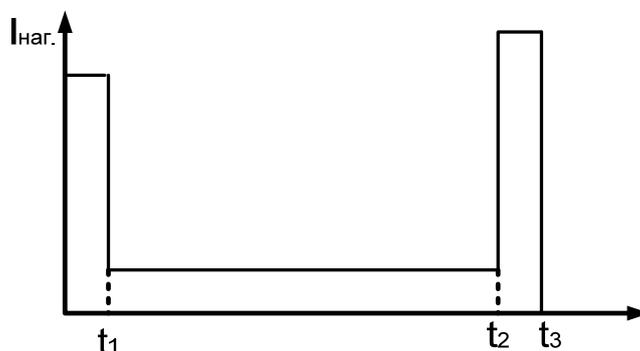


Рис. 8.5. Расчетный график аварийного разряда аккумулятора батареи:

t_1 — начальный период аварийного отключения; t_1-t_2 — период постоянного длительного разряда; t_2-t_3 — период ликвидации аварийного режима (включение выключателей)

Для систем оперативного тока электрических подстанций применяются необслуживаемые герметизированные АБ, а также вентилируемые аккумуляторы с жидким электролитом, выполненные по классической технологии. При этом в ШОТ применяются только необслуживаемые АБ (SLA). Аккумуляторы серии СК и СН заменяются более современными малообслуживаемыми с жидким диэлектриком (OPzS) и аккумуляторами серии БП классической технологии (по международной классификации GroE) с низким внутренним сопротивлением и улучшенными разрядными характеристиками. Основной проблемой при расчете емкости и выборе АБ для системы оперативного тока является большое количество аккумуляторов различных типов и назначений, представленных на рынке, которые отличаются технологиями изготовления и компаниями, их производящими. При выборе АБ учитываются нормативный срок службы, назначение, режимы разряда, разрядные характеристики, стоимость и др. Для АБ в составе ШОТ рекомендуется применять SLA-аккумуляторы со сроком службы не менее 15 лет, а для ЩОТ аккумуляторы классической технологии с жидким электролитом и сроком службы не менее 20 лет. В связи с тем, что у современных выключателей, применяемых на подстанциях, обычно ток электромагнита включения не превышает 25–30 А, начальный и конечный период разряда по продолжительности не превышает нескольких секунд, это не влияет существенно

на расчетную емкость АБ. При расчете емкости АБ в системе оперативного тока необходимо учитывать расчетную продолжительность аварийного разряда, от которой зависит доступная емкость АБ. Доступная емкость аккумулятора зависит от технологии аккумулятора и продолжительности разряда током постоянной величины до заданного конечного напряжения разряда:

$$C_{*д} = C_{t-раз} / C_{ном}, \quad (8.2)$$

где $C_{*д}$ и $C_{t-раз}$ – доступная емкость аккумулятора при аварийном разряде током постоянной величины продолжительностью t , в о. е. и А · ч, соответственно.

Конечное напряжение разряда аккумуляторов принимается обычно 1,8 В/эл. для продолжительности разряда 1 ч и более, а менее 1 ч – 1,75 В/эл. Это позволяет обеспечить отклонение напряжения в системе оперативного тока в допустимом диапазоне (+10 %, –20 %) для устройств без стабилизации постоянного тока. В СОПТ, где применяется стабилизация постоянного напряжения на шинах потребителей постоянного тока, допускается более глубокий разряд аккумуляторов, допустимый для них по технологическим условиям (1,7–1,65 В/эл.). При этом доступная емкость увеличивается на 5–15 % относительно разряда до 1,8 В/эл.

В табл. 8.4 приведены значения $C_{*д}$ для аккумуляторов классической технологии и SLA-аккумуляторов. Следует отметить, что для построения зависимостей использовались разрядные характеристики аккумуляторов различных типоминералов и фирм. При этом незначительное отклонение значения $K_{t-раз}$ для аккумулятора заданного типа и фирмы производителя от типовой для указанной технологии (не более 10 %) может объясняться отличиями условий снятия разрядных характеристик, незначительными изменениями технологии, естественным разбросом экспериментальных данных.

Для современных источников оперативного тока электроустановок расчетная длительность разряда принимается обычно 1,0 или 2,0 ч. При определении расчетной номинальной емкости АБ в СОПТ более удобно пользоваться коэффициентом скорости разряда $K_p = 1/C_{*д}$, который больше 1 и соответственно увеличивает необходимую емкость АБ. В табл. 8.4 приведены значения основных параметров наиболее распространенных типов аккумуляторов, применяемых в системах оперативного постоянного тока при разряде до 1,8 В/эл.

Таблица 8.4

**Технические характеристики аккумуляторов
для их применения в СОПТ**

Наименование, тип, технология	$C_{ном}, ч$	$K_{p,1ч}$	$K_{p,2ч}$	Втч/кг	Срок службы, лет
<i>Технология SLA-AGM</i>					
GFM-300Z, Coslight (Китай)	300 ₍₁₀₎	1,86	1,52	31,6	15
GFM-200Z, Coslight (Китай)	200 ₍₁₀₎	1,86	1,45	26,7	15
12FGL100, Fiamm (Италия)	100 ₍₂₀₎	1,55	1,39	36,9	10
12FGL205, Fiamm (Италия)	205 ₍₂₀₎	1,59	1,39	37,3	10
12FAT100, Fiamm (Monolite) (Италия)	100 ₍₂₀₎	1,54	1,41	28,6	12
Marathon FT (M12V155FT) (Германия)	155 ₍₂₀₎	1,52	1,27	34,4	12
Marathon FT (M06V200FT) (Германия)	200 ₍₁₀₎	1,51	1,33	35,3	12
Sprinter P (P6V1700)	132 ₍₂₀₎	1,51	1,36	42,7	10
<i>Технология SLA-dryfit (гель)</i>					
A400, Sonnenschein A412/180 (Германия)	180 ₍₁₀₎	1,72	1,48	31,1	12
A400, Sonnenschein A412/100 (Германия)	100 ₍₁₀₎	1,72	1,52	30,4	12
OPzV, GFMG-280, Coslight (Китай)	280 ₍₁₀₎	1,79	1,39	20,7	15–20
GS12-32, Delta Battery (Китай)	32 ₍₁₀₎	1,72	1,52	27,8	15
GS12-100, Delta Battery (Китай)	100 ₍₁₀₎	1,76	1,54	31,6	15
GS12-180, Delta Battery (Китай)	180 ₍₁₀₎	1,79	1,54	34,2	15
<i>Технология VRLA (жидкий электролит, клапаннорегулируемые)</i>					
6SLA100, SLA-Monolite, Fiamm (Италия)	100 ₍₁₀₎	1,67	1,47	26,5	12–15
12SLA100, SLA-Monolite, Fiamm	100 ₍₁₀₎	1,7	1,49	28,6	12–15
2SLA200, SLA-Monolite, Fiamm	200 ₍₁₀₎	1,6	1,42	30,8	12–15
6V4OpzS-200, ТАВ (Словения)	200 ₍₁₀₎	1,96	1,64	22,2	15–20
24OpzS-3000, ВАЕ (Германия)	200 ₍₁₀₎	1,72	1,49	27,4	22
2OpzS-100, ЭЛТЗА (Россия)	100 ₍₁₀₎	1,92	1,67	–	22
6V4OpzS-200, ЭЛТЗА (Россия)	200 ₍₁₀₎	1,89	1,54	22,9	22
<i>Технология классическая (жидкий электролит)</i>					
СК1, технология OGi – жидкий электролит	36 ₍₁₀₎	2,0	1,64	7,0	15–20
СК5, технология OGi	180 ₍₁₀₎	1,95	1,64	11,9	15–20
4СН100, технология OGi	100 ₍₁₀₎	2,00	1,66	10,6	15
8СН200, технология OGi	200 ₍₁₀₎	2,00	1,66	13,0	15
4БП 100, технология GroE	100 ₍₁₀₎	1,63	1,43	10,2	25
8БП200, технология GroE	200 ₍₁₀₎	1,64	1,43	12,0	25

В условиях резервного аварийного или буферного электроснабжения могут применяться практически любые аккумуляторы, представленные в табл. 8.4. При этом минимальное (конечное) напряжение разряда принимается исходя из конкретной схемы источника оперативного постоянного тока. Минимально-допустимое напряжение при разряде зависит от величины разрядного тока, температуры среды, конструктивных и технологических особенностей аккумуляторов. Оно не должно быть ниже значений, чем указано в технических характеристиках аккумулятора. В противном случае произойдет переразряд, который может повредить аккумулятор. Для свинцово-кислотных АБ напряжение на элементе при полном разряде обычно не должно быть меньше 1,7–1,60 В/эл. Напряжение снижается тем больше, чем больше ток разряда. Это объясняется тем, что при разрядах большим током в течение малого времени диффузия серной кислоты в поры активной массы не успевает за процессом образования сульфата свинца. Сульфат свинца закрывает доступ к активной массе. В результате этого процесса емкость одного и того же аккумулятора различна и зависит от разрядного тока (или длительности разряда).

Наиболее распространенные типы аккумуляторов, применяемых в системах оперативного тока подстанций, приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Аккумуляторы, применяемые в СОПТ электрических подстанций

Наименование, тип	Номинальная емкость, $C_{ном}$, Ач						
	30–55	60–80	100–108	120–125	144–150	160–175	200–216
<i>Технология AGM</i>							
GFM, Coslight (Китай)	GFM-50	GFM-80	GFM-100	GFM-120	GFM-150	GFM-160	GFM-200Z
12FGL, Fiamm (Италия)	12FGL55	12FGL70	12FGL100	12FGL120	12FGL150	–	12FGL205
12FAT, Fiamm (Италия)	12FAT30	12FAT60	12FAT100	12FAT125	12FAT155	–	–
GS12, Delta Battery (Китай)	GS12-32	GS12-75	GS12-100	GS12-120	GS6-160	GS12-180	–
<i>Технология VRLA (жидкий электролит)</i>							
12SLA, Fiamm (Италия)	12SLA50	12SLA75	6SLA100	6SLA125	6SLA150	6SLA180	4SLA200
LM, OpzS, Fiamm (Италия)	–	–	LM100	–	LM150	–	LM200

Наименование, тип	Номинальная емкость, $C_{ном}$, Ач						
	30–55	60–80	100–108	120–125	144–150	160–175	200–216
OpzS, ВАЕ (Германия)	OPzS50	–	2OPzS100	–	3OPzS50	–	4OpzS-200
2OpzS, ЭЛТЗА (Россия)	OPzS50	–	OPzS100	–	OPzS150	–	OpzS-200
<i>Технология классическая (жидкий электролит)</i>							
CH, (OGi) (Россия)	CH-36	CH-72	CH-108	–	CH-144	CH-180	CH-216
SD, (OGi) Fiamm (Италия)	–	SD5(80)	SD7(120)	SD9(160)	–	–	SD11 (200)
БП, (GroE) (Россия)	–	3БП75	4БП100	5БП125	6БП150	7БП175	8БП200
SGL, (GroE), Fiamm (Италия)	–	SGL70	SGL90	SGL130	SGL150	SGL170	SGL190

Для подстанций с выключателями, в которых применяются приводы косвенного действия, системы оперативного тока могут выполняться с АБ без дополнительных элементов (рис. 8.6). При этом цепи питания ответственных потребителей оснащаются блоками стабилизации постоянного тока.

Температурный эффект. Повышение рабочей температуры аккумулятора влечет увеличение емкости батареи. Если средняя температура электролита во время разряда отличается от 20 °С, то значение фактической емкости можно определить, применив формулу

$$C_{\Phi} = C_{20}(1 + \alpha(t - 20)), \quad (8.3)$$

где α – температурный коэффициент для аккумуляторов с жидким электролитом, равен 0,006 (1/°С) – для режимов разряда более часа и 0,01 (1/°С) – для режимов разряда, равных одному часу и менее; t – фактическое значение средней температуры электролита при разряде, °С.

Фактическую емкость аккумулятора с учетом изменения температуры окружающей среды и режима разряда можно определить по формуле

$$C_{\Phi} = C_{+20^{\circ}\text{C}} \cdot K_{\Gamma}, \quad (8.4)$$

где C_{Φ} – емкость аккумулятора при температуре окружающей среды, отличной от плюс 20 °С, А·ч; $C_{+20^{\circ}\text{C}}$ – емкость аккумулятора

при температуре окружающей среды плюс 20 °С, $A \cdot ч$; K_T – температурный коэффициент емкости аккумулятора (табл. 8.6).

Таблица 8.6

**Температурный коэффициент емкости аккумуляторов
технологии OPzS**

Среднесуточная температура, °С	Время разряда	Температурный коэффициент емкости K_T
0	От 10 до 1 ч	0,82
	От 59 до 10 мин	0,78
10	От 10 до 1 ч	0,92
	От 59 до 10 мин	0,90
20	От 10 до 1 ч	1,00
	От 59 до 10 мин	1,00
30	От 10 до 1 ч	1,06
	От 59 до 10 мин	1,08

8.3. Электрические схемы систем оперативного постоянного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки. От ее бесперебойного функционирования зависит работа как подстанции, так и энергосистемы в целом.

В настоящее время на подстанциях до 110 кВ широко применяются для питания оперативным постоянным током шкафы оперативного тока (ШОТы) с одной аккумуляторной батареей. Они предназначены для бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при отключении сети. Базовый комплект ШОТ включает в себя: шкаф, зарядное устройство, аккумуляторную батарею (герметизированную), автоматические выключатели, устройство контроля изоляции, измерительные приборы, контроллер сбора и обработки информации. На проектируемых подстанциях в соответствии с НТП рекомендуется применять СОПТ с АБ без дополнительных элементов (рис. 8.6).

Зарядное устройство и аккумуляторная батарея находятся в постоянном параллельном соединении, обеспечивая, таким образом, высокую безопасность и надежность эксплуатации в сочетании с экономичностью. Зарядное устройство обеспечивает питание потребителей и одновременно заряжает батарею.

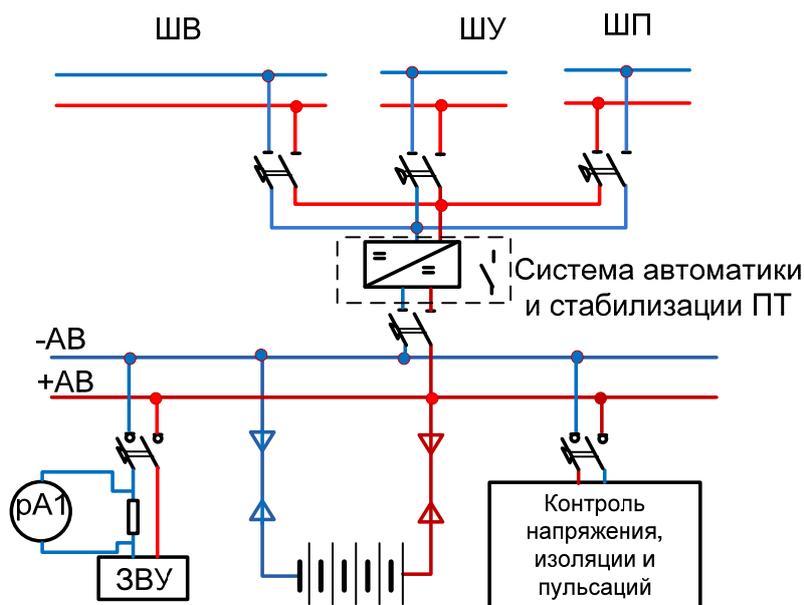


Рис. 8.6. Схема оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей без дополнительных элементов

Для реконструируемых подстанций, где имеются высоковольтные выключатели с электромагнитными приводами, существует другой способ регулирования напряжения. Это реализация СОПТ с применением «хвостовых» элементов АБ для питания мощных и удаленных нагрузок повышенным напряжением, например, для питания электромагнитных приводов высоковольтных выключателей (рис. 8.7).

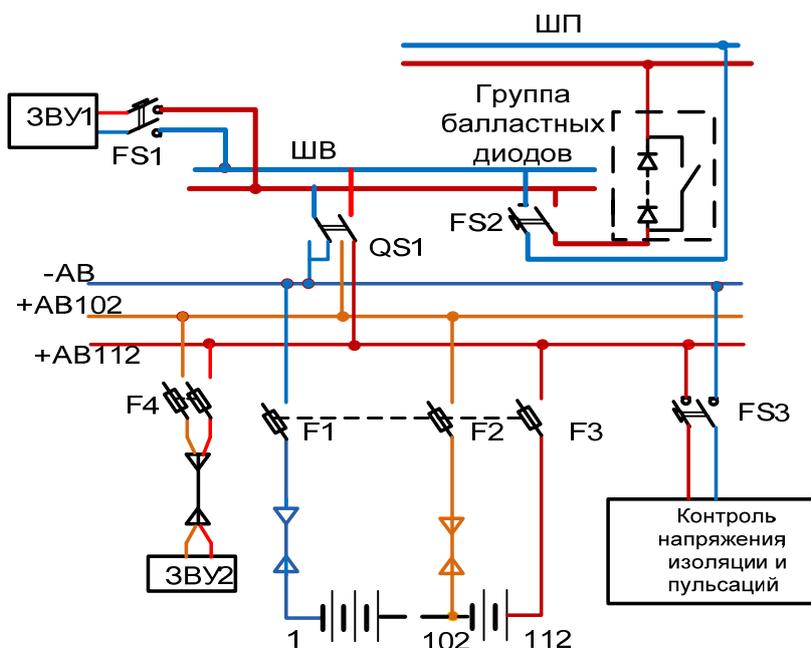


Рис. 8.7. Схема оперативного постоянного тока с дополнительными элементами

Схемное решение заключается в разделении аккумуляторной батареи на основную (обычно 104 эл.) и дополнительную «хвостовую» части. Предусматриваются независимые зарядно-выпрямительные устройства (двухканальные ЗВУ) для каждой из указанных групп аккумуляторов. Питание цепей управления и защит (ШУ) происходит от основной части АБ и основных ЗВУ (напряжение 232 В). При этом «хвостовые» элементы АБ находятся в режиме поддерживающего заряда независимо от степени нагрузки основного канала ЗВУ. Питание цепей мощных удаленных потребителей происходит от всей аккумуляторной батареи. Также возможно переключение питания от основной части на всю АБ при снижении напряжения до определенного уровня во время аварийного режима. Группа балластных диодов в цепи питания ШВ предусмотрена для предотвращения недопустимого повышения напряжения (выше 230 В).

Данный способ применяется при количестве двухвольтовых элементов в батарее от 112 до 120.

На подстанциях 220 кВ и выше, а также 110 кВ со сборными шинами предусматриваются ЩОТ с двумя АБ (рис. 8.8). Подключение АБ к шинам постоянного тока выполняется блоком «рубильник-предохранитель» или автоматическим выключателем. В шкафах распределения оперативного тока также могут применяться предохранители или выключатели, но при этом их защитные характеристики должны быть согласованы по условиям селективности. Для каждой АБ предусматривается зарядно-подзарядное устройство и дополнительно резервный блок. Блок стабилизации (СТ) поддерживает нормальное напряжение на шинах потребителей при разряде АБ. Стабилизатор напряжения представляет собой высокочастотный транзисторный преобразователь постоянного напряжения в постоянное. Применение стабилизатора позволяет улучшить качество напряжения и одновременно позволяет разряжать аккумуляторную батарею до 1,65–1,7 В на элемент. При использовании стабилизатора количество элементов в АБ может быть сокращено до 96 и не требуется установка дополнительных элементов.

Современные ЩОТ оборудуются микропроцессорными средствами автоматизации и мониторинга. Предусматриваются следующие основные функции контроля и регулирования:

- блоки стабилизации обеспечивают поддержание на шинах потребителей ОТ в допустимом диапазоне;
- контроль и регулирование тока заряда/разряда АБ;

- контроль уровня и пульсаций напряжения на ЩПТ;
- контроль и измерение сопротивления изоляции;
- регистрация аварийных событий в СОПТ и передача информации по цифровым каналам в систему АСУ и др.

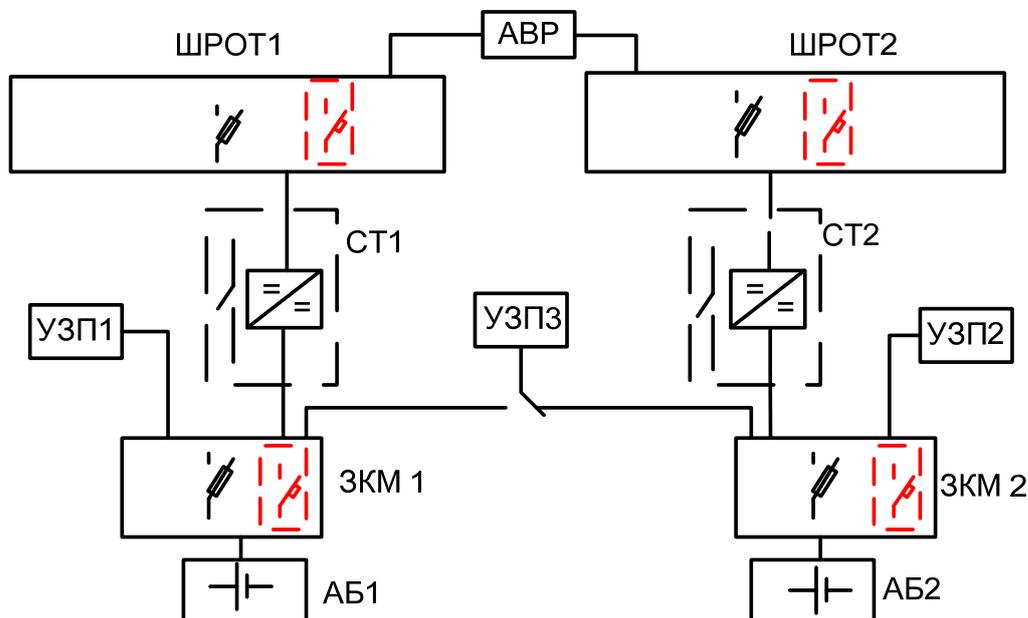


Рис. 8.8. Структурная схема щита оперативного тока с двумя АБ:
 АБ – аккумуляторная батарея; ЗКМ – защитно-коммутационный модуль; УЗП – зарядно-подзарядное устройство; СТ – стабилизатор; ШРОТ – шкаф распределения оперативного тока

Заряд аккумуляторов. Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока (выпрямительной установки). При этом к аккумулятору подводится напряжение большее, чем его ЭДС, и направление движения ионов внутри аккумулятора меняется на противоположное. Реакция (8.1) читается справа налево. В процессе реакции сульфат свинца на обеих пластинах восстанавливается: на положительной пластине – в перекись свинца, а на отрицательной – в металлический свинец и образуется серная кислота. Концентрация электролита в процессе заряда растет, поэтому напряжение на аккумуляторе увеличивается. По мере заряда реакция переносится вглубь активной массы. К концу заряда, когда большая часть сульфата свинца восстановлена, происходит реакция электролиза воды. При этом у отрицательной пластины выделяются пузырьки водорода, у положительной – кислород. Чтобы не допускать бурного газовыделения, рекомендуемое значение зарядного напряжения в буферном режиме принимают 2,23–2,3 В при 20 °С. В режиме ускоренного заряда на-

пряжение увеличивают до 2,4–2,45 В/эл. Режим постоянного подзаряда для стационарных аккумуляторных установок принят как основной нормальный режим.

Используется несколько стратегий заряда, которые требуют оборудования различной сложности и стоимости. Наиболее простое и дешевое оборудование осуществляет заряд при постоянном напряжении 2,4–2,45 В/эл. (потенциостагический режим). Заряд считается законченным, если ток заряда остается неизменным в течение 3-х ч.

Но чаще применяют комбинированный режим, при котором начальный ток ограничивают, а по достижении заданного напряжения заряд проводится при стабилизации напряжения (рис. 8.9). Заряд проводится при постоянном токе 0,1С на первом этапе и при постоянном напряжении источника тока на втором. Большинство производителей советуют проводить заряд батарей при постоянном напряжении 2,4 В на элемент. Ускорение процесса заряда достигается при повышении тока на первой стадии заряда, но в соответствии с рекомендациями производителей не более чем до 0,3С.

Это же подзарядное устройство питает постоянно включенную нагрузку постоянного тока $I_{дл}$.

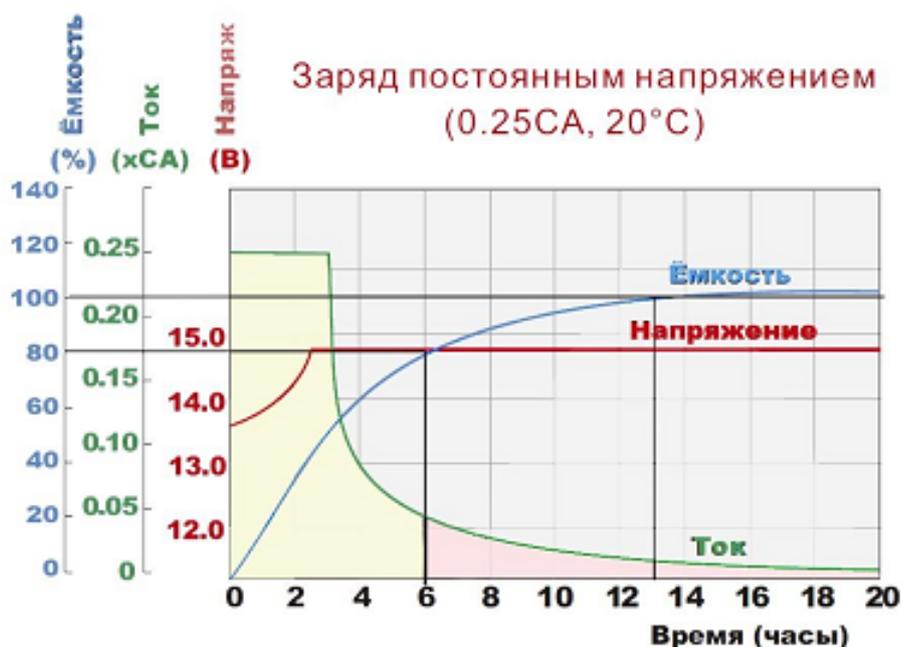


Рис. 8.9. Зарядные кривые герметизированной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи при комбинированном режиме заряда нормированным током 0,1С и нормированным напряжением 2,45 В/эл.:

1 – напряжение; 2 – зарядная емкость; 3 – ток заряда

В качестве зарядных устройств применяются статические преобразователи. Для выбора подзарядного и зарядного устройств определяют величину тока подзаряда $I_{\text{п}}$ и напряжение $U_{\text{п}}$, ток заряда $I_{\text{з}}$ и напряжение в конце заряда $U_{\text{з}}$, по которым определяют необходимую мощность преобразователя. Зарядно-подзарядные устройства УЗП выпускаются на токи 63, 100, 200 и 320 А (УЗП-63, УЗП-100, УЗП-200, УЗП-320).

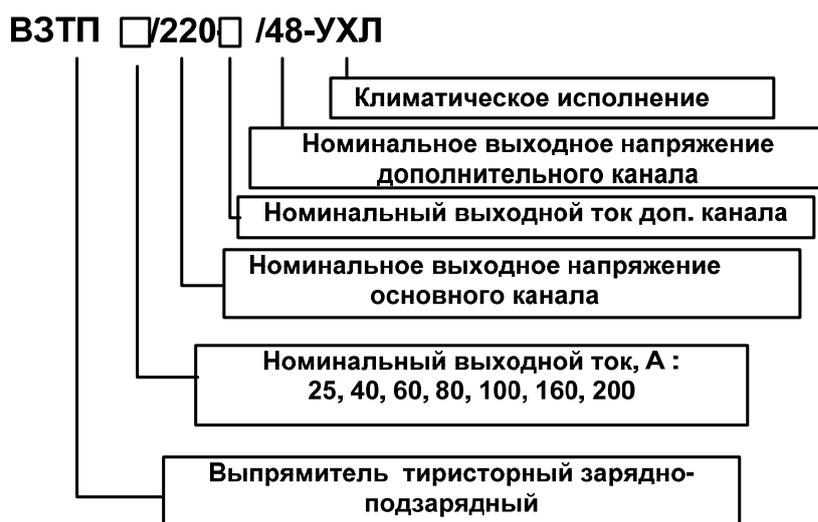


Рис. 8.10. Структура обозначения и технические параметры зарядного устройства типа ВЗТП

В СОПТ для заряда и подзаряда используются устройства серии УЗП с микропроцессорным управлением, обеспечивающие оптимальный режим заряда для выбранного типа аккумуляторов. В современных условиях для систем оперативного тока широко применяются комплектные устройства: шкафы управления оперативным током; шкафы оперативного тока и т. п. (табл. 8.7).

Таблица 8.7

Технические характеристики устройств оперативного тока

Название	Технические параметры		
	$U_{\text{вх}}$, В, число фаз	$U_{\text{вых}}$, В	$I_{\text{вых}}$, А
ШУОТ-2404-3372	380/3	230	20(30)
ШУОТ-2404-3362 УХЛ4	240/3	230	20(30)
ШУОТ-2404-3371 УХЛ4	380/3	115	20(30)
ШОТ-01-50	220	220/110/24	10
ШОТ-01-100/2	220	220	10

Название	Технические параметры		
	$U_{вх}$, В, число фаз	$U_{вых}$, В	$I_{вых}$, А
ШОТ-Белэнергоремналадка	220	220/110	10(20)
ШОТ-01-230/220-65	230	220–65	10
ШОТ-02-3х400/220-100	3 × 400	220–100	25
ШОТ-РТН(Ратон)	380/220	220	10(25)

Факторы, влияющие на срок службы свинцово-кислотных аккумуляторов. Самое большое влияние на срок службы герметизированного свинцово-кислотного аккумулятора оказывают: рабочая температура, глубина разряда и величина перезаряда, а также периодичность срабатывания клапана для сброса газа. Герметизированные свинцово-кислотные аккумуляторы очень чувствительны к перезаряду. Их срок службы сильно сокращается при повышении напряжения (и тем самым – тока подзаряда) источника питания, подключенного к аккумулятору.

Перезаряд также вреден для свинцово-кислотных батарей, как и разряд. При многократных перезарядах уменьшается разрядная емкость и понижается срок службы аккумулятора. Такие же изменения могут происходить и при продолжительном хранении батарей в разряженном состоянии.

Аккумуляторные батареи, выполненные по классической технологии, должны устанавливаться в специальных помещениях, оборудованных устройствами вентиляции. Что касается малообслуживаемых аккумуляторов (типа OPzS), тут требования к устройствам вентиляции невысоки: объем свежего воздуха ($V_{свеж}$) должен составлять 50 % от V , где $V = 0,07 I_{зар} n$, м³/ч. Здесь $I_{зар}$ – наибольший зарядный ток, А; n – количество элементов аккумуляторной батареи.

Однако в соответствии со СНиП вентиляция должна присутствовать во всех помещениях всех зданий. Для обычных помещений мощность естественной или электрической вытяжки должна составлять 3 м³/ч на 1 м³ помещения.

Выбор аккумуляторных батарей. Аккумуляторная батарея выбирается так, чтобы она совместно с кабелями, питающими цепи включения приводов выключателей, и зарядно-подзарядными устройствами обеспечивала надежное и экономичное питание потребителей постоянного тока во всех возможных режимах работы.

Аккумуляторную батарею выбирают с учетом прогнозируемого режима работы, характера изменения нагрузки, диапазона изменения

силы тока и напряжения, температуры окружающей среды. Все эти факторы определяют необходимую емкость аккумуляторной батареи, выражаемую в ампер-часах (А · ч). Для упрощения выбора в спецификациях на батареи производители приводят данные, отражающие их способность отдавать постоянную мощность или постоянный ток в зависимости от емкости, времени разряда и допустимого остаточного напряжения на каждой банке.

При выборе аккумуляторной батареи задачей расчета является выбор типа и количества элементов батареи. Исходными данными к расчету являются:

- 1) типы выключателей и приводов к ним;
- 2) номинальный ток электромагнитов включения приводов – $I_{\text{вк.пр}}$;
- 3) ток и расчетная длительность продолжительной аварийной нагрузки и аварийного освещения $I_{\text{дл}}$.

При выборе емкости АБ, как правило, определяющим фактором является возможность включения одного наиболее мощного выключателя в конце аварийного расчетного периода разряда батареи. Допустимый диапазон отклонений напряжения на приводе выключателя $U_{\text{в.доп}}$ составляет 80–110 %. Выбранную аккумуляторную батарею и сечение питающих кабелей проверяют по допустимым отклонениям напряжения при наибольших толчковых токах электромагнитов включения в конце аварийного разряда.

Выбираемая номинальная емкость АБ определяется по выражению

$$C_{\text{выб.ном.аб}} > K_3 K_c K_{\text{раз}} (1/K_T) C_{\text{расч}}, \quad (8.5)$$

где K_3 – коэффициент запаса (на неточность расчетов); K_c – коэффициент, учитывающий уменьшение емкости до 80 % при старении аккумуляторов; $K_{\text{раз}}$ – коэффициент, учитывающий длительность разряда (см. табл. 8.4); K_T – температурный коэффициент емкости аккумулятора (см. табл. 8.6); $C_{\text{расч}}$ – расчетная мощность, определенная по графику аварийного разряда (см. рис. 8.6).

Схема питания цепей от шкафа оперативного тока представлена на рис. 8.6. В нормальном режиме основные элементы n_0 батареи подключены к подзарядному устройству:

$$n_0 = 230 \text{ В} / 2,2 \text{ В} \approx 105 \text{ эл.},$$

где 230 В – напряжение на шинах ($1,05 \cdot U_{\text{ном}}$); 2,2 В – напряжение на элементе в режиме заряда.

Минимально допустимое напряжение на шинах постоянного напряжения при отсутствии стабилизатора постоянного напряжения со-

ставляет 180 В. При разряде АБ на элементе до 1,8 В/эл. напряжение на шинах постоянного тока составит $U_{\text{ш}} = 1,8 \cdot 105 = 189$ В. Это удовлетворяет техническим условиям.

При наличии в СОПТ стабилизатора «постоянный ток \Rightarrow пост.ток» допускается более глубокий разряд аккумуляторов до значения 1,65–1,7 В/эл.

При реконструкции старых подстанций допускается применение в системе оперативного тока АБ с дополнительными элементами (см. рис. 8.7). В СОПТ с дополнительными элементами на АБ выполняются отпайки от основной группы элементов $n_{\text{осн}}$ и дополнительной $n_{\text{доп}}$. Дополнительные элементы к шинам оперативного тока подключаются в конце аварийного разряда.

Пример 8.1

Выбрать АБ для СОПТ подстанции 110 кВ. РУ высокого напряжения выполнено по мостиковой схеме с тремя выключателями. Продолжительный ток аварийного 2-часового разряда составляет $I_{\text{дл}} = 21$ А. Наибольший толчковый ток электромагнита включения составляет $I_{\text{вык}} = 45$ А. Минимально допустимая температура в помещении 10 °С.

Решение

Для подстанций 110 кВ без сборных шин рекомендуется выбирать ШОТ с аккумуляторами технологии AGM.

$$C_{\text{расч}} = 12 \cdot 2 = 24 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

По выражению (8.5):

$$C_{\text{выб.аб}} > K_z K_c K_{\text{раз}} (1/K_T) C_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,41 \cdot (1/0,92) \cdot 24 = 48,6 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

По номенклатуре выбираем аккумулятор емкостью 55 А · ч, 12В-12FGL55, Fiamm (Италия).

Количество последовательно соединенных аккумуляторов:

$$n_a = 230 \text{ В} / 13,5 \text{ В} = 17 \text{ шт.}$$

Напряжение на АБ в конце аварийного разряда до 1,8 В/эл.:

$$U_{\text{раз}} = 1,8 \cdot 17 \cdot 6 = 183,6 \text{ В.}$$

Допустимая потеря напряжения в соединительных проводах 5 % (11 В). При этом отклонение напряжения на приводе превысит минимально допустимое:

$$U_{\text{мин.доп}} = 0,8 \cdot 220 = 176 \text{ В.}$$

Принимаем СОПТ со стабилизатором «постоянный ток \Rightarrow пост.ток», что обеспечивает необходимое напряжение на выводах электромагнита включения.

Пример 8.2

Выбрать АБ для СОПТ реконструируемой подстанции 220 кВ. РУ высокого напряжения выполнено по схеме «двойная СШ с обходной». Продолжительный ток аварийного 2-часового разряда составляет $I_{\text{дл}} = 21$ А. Наибольший толчковый ток электромагнита включения составляет $I_{\text{вык}} = 38$ А. Минимально допустимая температура в помещении 10 °С.

Решение

Для подстанций 220 кВ со сборных шин рекомендуется выбирать СОПТ с аккумуляторами классической технологии или VRLA-аккумуляторы с жидким электролитом. НТП предусматривают установку двух АБ. Выбираем схему ЩОТ с дополнительными элементами. $C_{\text{расч}} = 21 \cdot 2 = 42$ А · ч.

Принимаем к установке клапанно-регулируемые аккумуляторы (VRLA). Для данной технологии аккумулятора при 2-часовой длительности можно принять $K_{\text{разр}} = 1,50$ (табл. 8.4).

По выражению (8.5):

$$C_{\text{выб.ном.аб}} > K_3 K_c K_{\text{раз}} (1/K_T) C_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,50 \cdot (1/0,92) \cdot 42 = 90,4 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

По имеющейся номенклатуре выбираем аккумулятор емкостью 100 А · ч, 6SLA 100. Разрядная емкость 2-часового разряда составляет при фактическом коэффициенте $K_{\text{разр}} = 1,47$ (см. табл. 8.4): $C_p = 68,0$ А · ч.

Выполним проверку по условию

$$C_{2\text{ч.р}} = 68,0 > K_3 K_c (1/K_T) C_{\text{разр}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot (1/0,92) \cdot 42 = 60,3 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Условие проверки выполняется.

Количество последовательно соединенных аккумуляторов:

$$n_{\text{осн}} = 230 \text{ В} / 6,7 \text{ В} = 34 \text{ шт.}$$

Напряжение на АБ в конце аварийного разряда снижается до 1,8 В/эл.:

$$U_{\text{раз}} = 1,8 \cdot 34 \cdot 3 = 183,6 \text{ В.}$$

Количество дополнительных аккумуляторов (хвостовой группы):

$$n_{\text{доп}} = (230 - 183,6) / 6,75 \text{ В} = 6,9 \text{ шт.}$$

В дополнительной группе принимается к установке 7 аккумуляторов SLA 100.

При этом напряжение на приводе будет в диапазоне допустимых отклонений. Электрическая схема СОПТ с дополнительной группой аккумуляторов приведена на рис. 8.7.

ГЛАВА 9. РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

9.1. Общая характеристика и виды заземляющих устройств

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью обеспечения безопасного потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме.

Заземляющее устройство – это совокупность заземлителя и заземляющих проводов.

Заземлителем называется металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети предназначено для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки. Способ рабочего заземления сети определяет ее свойства: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и др.

Различают следующие способы рабочего заземления электрической сети:

1) незаземленные сети, в которых с землей соединены только нейтрали первичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения, сопротивление которых велико;

2) сети с глухозаземленной нейтралью характеризуются тем, что нейтрали всех трансформаторов присоединяются проводником к за-

землителю напрямую или через малое сопротивление (трансформаторы тока). При этом однофазное короткое замыкание в сети не приводит к повышению напряжения на неповрежденных фазах;

3) компенсированные сети, заземленные через дугогасящие реакторы;

4) резистивно-заземленные сети, в которых нейтраль соединена с землей через активное сопротивление. Различают низкоомное и высокоомное резистивное заземление нейтрали сети;

5) эффективно-заземленные сети характеризуются тем, что при коротком замыкании на землю напряжение на неповрежденных фазах не повышается более чем на 40 % от номинального. При этом часть обмоток силовых трансформаторов может работать с незаземленной нейтралью, другая часть трансформаторов сети может иметь глухое заземление нейтрали или через реакторы.

Изоляция оборудования в эффективно-заземленных сетях выбирается по фазному напряжению установки, что приводит к значительному снижению ее стоимости. В этих сетях повышается также безопасность эксплуатации, так как обеспечивается четкое и надежное действие релейной защиты и быстрое отключение повреждений. Эффективное заземление нейтрали применяется в установках 110 кВ и выше.

9.2. Режимы заземления нейтрали сетей среднего напряжения

К сетям среднего напряжения в нашей стране относят электрические сети 6–35 кВ.

В настоящее время для сетей среднего напряжения применяются в основном следующие способы заземления нейтрали: изолированная (незаземленная); заземленная через дугогасящий реактор (компенсированная); резистивно-заземленная.

Режим заземления нейтрали является важнейшей характеристикой сети. Он определяет:

- бесперебойность электроснабжения;
- уровень изоляции электрооборудования;
- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- выбор аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений (ограничителей перенапряжений);

- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Изолированная нейтраль. Исторически режим изолированной нейтрали был первым режимом заземления нейтрали, использовавшимся в электроустановках среднего напряжения. Режим изолированной нейтрали достаточно широко применяется в странах СНГ. При этом способе заземления нейтральная точка не присоединена к контуру заземления. В распределительных сетях 6–10 кВ обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединяются в треугольник, поэтому нейтральная точка физически отсутствует. Нейтраль сети связана с землей не только посредством активных и емкостных проводимостей фаз на землю распределенных по длине линий, а также за счет сопротивления первичной обмотки трансформатора напряжения.

Основным аргументом, определившим распространенное применение изолированной нейтрали в сетях среднего напряжения, является отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю. При этом допускается работа сети с однофазным замыканием на землю в течение ограниченного времени до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента. Схема замещения сети с изолированной нейтралью представлена на рис. 9.1. В схеме емкости и активные проводимости фаз на землю представлены условно сосредоточенными параметрами.

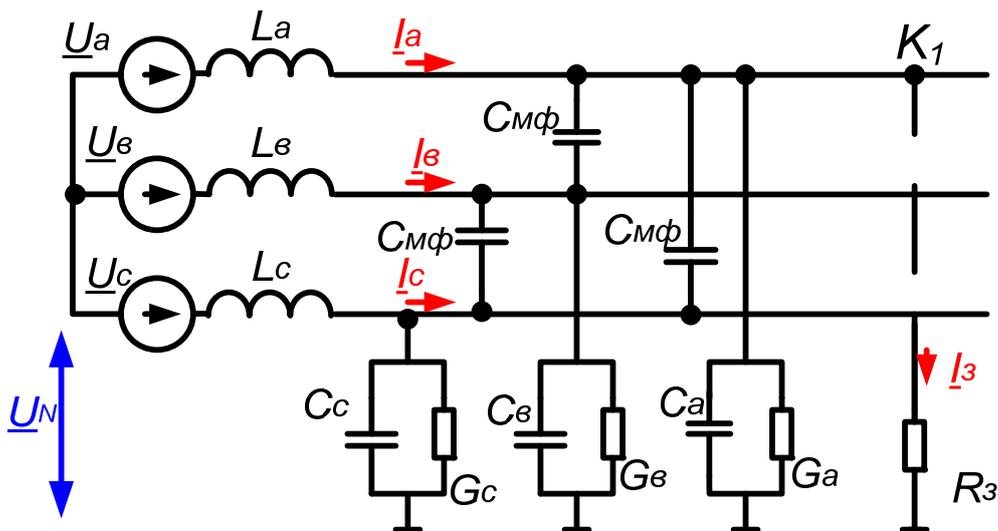


Рис. 9.1. Схема замещения сети с изолированной нейтралью

В кабельных сетях емкости фаз на землю могут быть примерно одинаковыми и при этом напряжение в нейтрали сети близко к нулю. В сетях с преобладанием воздушных линий емкости C_A , C_B , C_C неодинаковы, и напряжение в нейтрали сети не равно нулю.

Пренебрегая активными проводимостями фаз на землю, можно определить напряжение нейтрали при нормальном режиме работы сети. Смещение нейтрали обусловлено асимметрией емкостей фаз на землю.

$$U_{н.с}^* = \frac{U_A^* \omega C_A + U_B^* \omega C_B + U_C^* \omega C_C}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = U_\phi^* \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C} = \alpha U_\phi^*, \quad (9.1)$$

где $U_A^* = U_\phi^*$; $U_B^* = a^2 U_\phi^*$; $U_C^* = a U_\phi^*$; a – фазный множитель $\left(a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}, a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right)$; α – коэффициент емкостной асимметрии: $\alpha = \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}$.

Степень несимметрии напряжений (%) определяется по формуле

$$u_{н.с} = \frac{U_{н.с}}{U_\phi} 100 \%. \quad (9.2)$$

Отношение суммарных активных и реактивных проводимостей сети называется коэффициентом успокоения:

$$d = \frac{3G}{\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (9.3)$$

Емкостная асимметрия воздушных сетей находится в пределах $\alpha = 0,5-2 \%$, а коэффициент успокоения $d = 2-6 \%$.

В кабельных сетях коэффициент $\alpha = 0$, а коэффициент $d = 2-4 \%$.

При однофазном замыкании на землю напряжение нейтрали определяется основным сопротивлением R_3 в месте повреждения. Пренебрегая активным сопротивлением элементов системы и принимая $C_A = C_B = C_C = C$, напряжение нейтрали в установившемся режиме определяется выражением

$$U_N^* = -U_\phi^* \frac{1/R_3}{1/R_3 + j3\omega C}. \quad (9.4)$$

Векторная диаграмма емкостных токов и напряжений при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью приведена на рис. 9.2.

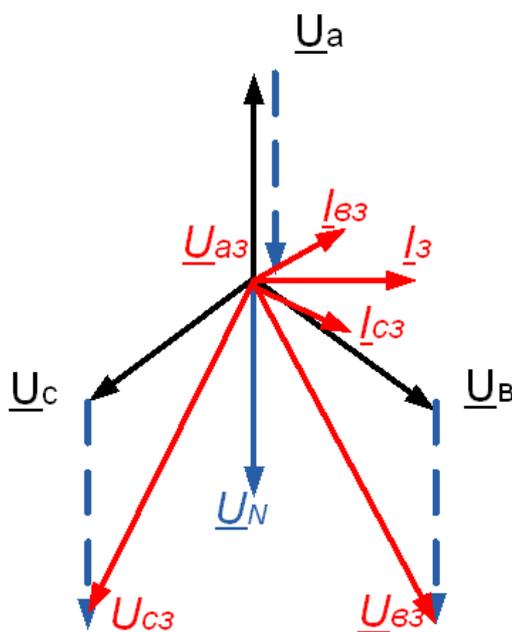


Рис. 9.2. Векторная диаграмма напряжений и токов в сети с изолированной нейтралью при отсутствии емкостной асимметрии сети

Токи замыкания на землю. Емкости линий равномерно распределены по длине. Поэтому емкостные токи имеют максимальные значения в начале линий у шин подстанции и уменьшаются до нуля в конце линий. При $R_3 = 0$ емкостные токи в неповрежденных фазах в начале i -й линии равны

$$I_{B_i} = I_{C_i} = \sqrt{3}U_{\phi} \omega C_{0i} l_i, \quad (9.5)$$

где C_{0i} – удельная емкость фазы на землю.

Ток замыкания на землю равен сумме емкостных токов всех линий:

$$I_3 = 3U_{\phi} \omega \sum_{i=1}^n (C_{0i} l_i), \quad (9.6)$$

где $3 \sum_{i=1}^n (C_{0i} l_i) = 3C$ – емкость сети на землю.

Ток замыкания на землю может быть определен по приближенному выражению

$$I_3 = \frac{UL}{a}, \quad (9.7)$$

где U – линейное напряжение сети, кВ; L – суммарная длина линий, км; Коэффициент $a = 10$ кВ · км/А – для кабельных линий; для воздушных линий коэффициент $a = 303\text{--}370$ кВ · км/А.

Для линий 6–10 кВ, а также линий 35 кВ без тросов $a = 370$ кВ · км/А; для линий 35 кВ на деревянных опорах с тросами $a = 303$ кВ · км/А; на металлических опорах с тросами – $a = 333$ кВ · км/А.

Емкостный ток двухцепной линии может быть определен по формуле

$$I_{c-2} = (1,6\text{--}1,3)I_{c-1}, \quad (9.8)$$

где I_{c-1} – емкостный ток одноцепной линии, А.

Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций может ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6–10 кВ – на 10 %, для воздушных сетей 35 кВ – на 12 %. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций можно не учитывать.

Очевидно, ток замыкания на землю относительно невелик и определяется эквивалентной емкостью сети на землю.

В сетях с изолированной нейтралью при наличии замыкания на землю, допускается работа поврежденного участка в течение нескольких часов, необходимых для отыскания места повреждения. Это повышает надежность электроснабжения.

Протекание тока замыкания на землю вызывает значительное тепловыделение в месте замыкания (R_3), что может привести к переходу замыкания на землю в междуфазное КЗ.

Переходные процессы в сетях с изолированной нейтралью. Основным видом повреждений в сетях 6–35 кВ являются однофазные замыкания на землю, которые составляют 80–85 % от общего числа повреждений. Большинство таких замыканий имеет дуговой характер, причем в силу малых токов замыкания горение дуги является нестабильным. При длительном горении более 60 % замыканий из-за сложных переходных процессов с большой кратностью перенапряжений развиваются в многоместные пробой изоляции, приводя к многомест-

ным междуфазным коротким замыканием. Это происходит вследствие воздействия на изоляцию нестабильного горения дуги и появления перенапряжений высокой кратности.

Повторное зажигание и гашение дуги приводит к смене полярности напряжения смещения нейтрали. При повторяющемся процессе зажигания и погасания дуги (перемежающаяся дуга) происходит процесс нарастания напряжения на фазах – эскалация напряжения. Эскалация напряжения сопровождается максимальными перенапряжениями, если первое и повторные зажигания дуги происходят через половину периода промышленной частоты, при максимальном напряжении на поврежденной фазе. Максимальные фазные перенапряжения могут достигать $4,5U_{\phi}$.

Феррорезонансные перенапряжения могут возникать при дуговых замыканиях на землю и определенном сочетании параметров электрической сети.

В процессе эксплуатации электрических сетей возможно образование таких схем, когда оказываются включенными последовательно емкость и нелинейная индуктивности. Как правило, условия для феррорезонансных явлений возникают в неполнофазных и несимметричных режимах в схемах с ненагруженными трансформаторами или трансформаторами напряжения. При определенных соотношениях между параметрами элементов схемы возможно возникновение и длительное существование феррорезонансных перенапряжений.

ПУЭ ограничивает применение режима изолированной нейтрали в зависимости от тока однофазного замыкания на землю сети (емкостного тока).

Компенсированная нейтраль. Компенсация тока однофазного замыкания на землю (использование дугогасящих реакторов) может предусматриваться при следующих значениях емкостных токов:

- более 30 А при напряжении 3–6 кВ;
- более 20 А при напряжении 10 кВ;
- более 10 А в сетях напряжением 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ;
- компенсацию допускается применять также в воздушных сетях 6–10 кВ при емкостном токе менее 10 А.

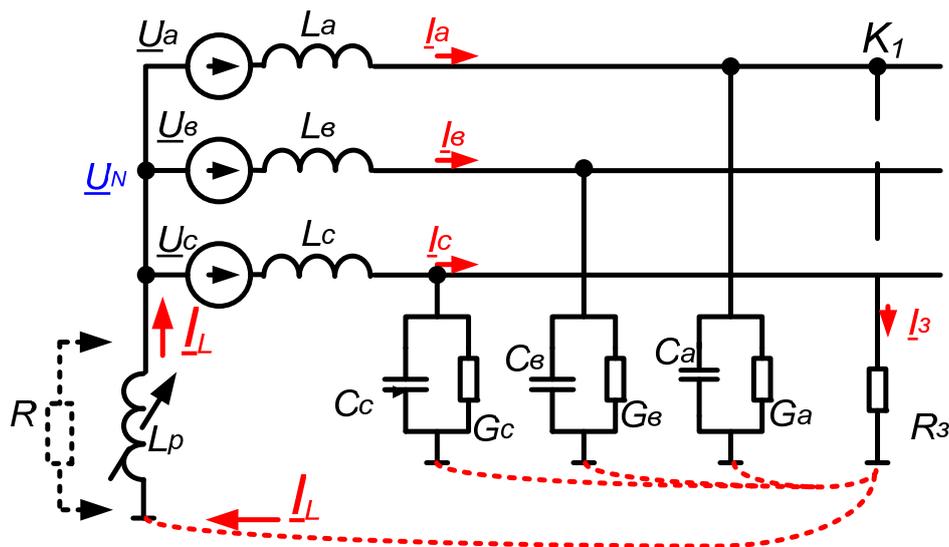


Рис. 9.3. Схема замещения в сети с компенсированной нейтралью

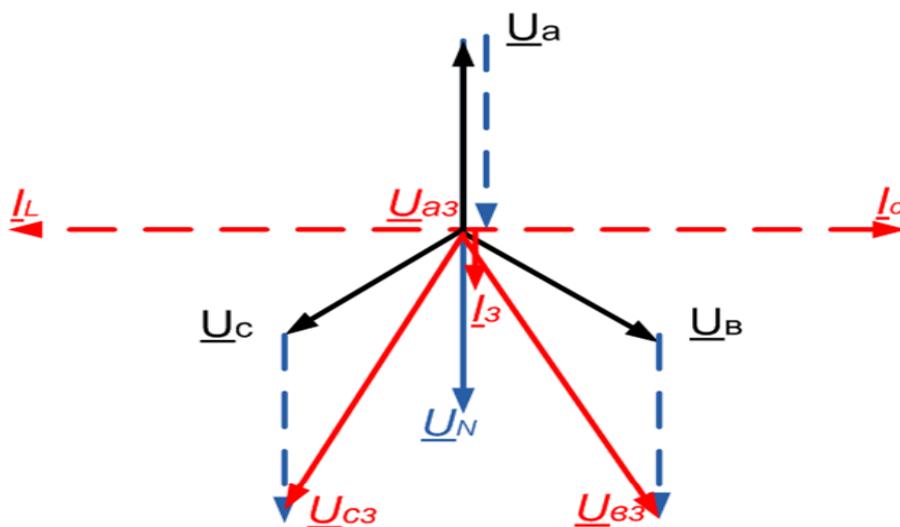


Рис. 9.4. Векторная диаграмма напряжений и токов в симметричной сети с компенсированной нейтралью

Емкостный ток I_c , А, замыкания на землю определяется по формуле

$$I_c = 3\omega C_\Phi U_\Phi \cdot 10^{-6}, \quad (9.9)$$

где ω – угловая частота напряжения, 1/с; C_Φ – емкость фазы сети, мкФ; U_Φ – фазное напряжение, В.

Ток I_{κ} , А, компенсации дугогасящего реактора без учета влияния сопротивления заземляющего трансформатора определяется по формуле

$$I_{\kappa} = \frac{U_{\phi}}{\omega L_p}, \quad (9.10)$$

где L_p – индуктивность реактора, Гн.

Степень расстройки компенсации ν определяется по формуле

$$\nu = \frac{I_c - I_r}{I_c} = 1 - K. \quad (9.11)$$

Коэффициент успокоения

$$d = \frac{3G + 1/R_p}{\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (9.12)$$

Резонансная настройка: $\omega L = 1/3 \omega C$.

Степень расстройки компенсации:

$$\nu = \frac{\omega(C_A + C_B + C_C) - 1/\omega L}{\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (9.13)$$

Напряжение смещения нейтрали в сети с подключенным дугогасящим реактором при резонансной настройке реактора определяется по формуле

$$U_0^* = \frac{U_{\text{н.с}}^*}{\nu - jd}, \quad (9.14)$$

где $d = \frac{I_a}{I_c}$ – коэффициент успокоения сети, равный отношению активной составляющей тока замыкания на землю к полному емкостному току сети.

Для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции коэффициент $d = 2-6 \%$.

При загрязнениях и увлажнениях коэффициент d может увеличиваться до 10% .

Для кабельных сетей $d = 2-4 \%$.

Модуль вектора напряжения смещения нейтрали равен

$$U_0 = \frac{U_{\text{н.с}}}{\sqrt{v^2 + d^2}}, \quad (9.15)$$

где $U_{\text{н.с}}$ – напряжение смещения нейтрали, обусловленное емкостной асимметрией сети.

Степень напряжения смещения нейтрали равна

$$u_0 = \frac{u_{\text{н.с}} \%}{\sqrt{v^2 + d^2}}, \% \quad (9.16)$$

При замыкании на землю в месте повреждения протекает остаточный ток замыкания:

$$I_3 = I_c \sqrt{\frac{v^2 + d^2}{1 + \frac{2d}{d_3} + \frac{v^2 + d^2}{d_3}}}, \text{ А}, \quad (9.17)$$

где $d_3 = \frac{U_\phi}{R_3 I_c}$ – дополнительный коэффициент успокоения; R_3 – переходное сопротивление в месте замыкания на землю, Ом.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на $\pm 10\%$, могут применяться дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

Дугогасящие реакторы обычно настроены на ток компенсации, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки – 5 %.

Резонансная настройка ДГР обеспечивает значительное снижение тока однофазного замыкания на землю, что облегчает условия деионизации дуги и повышает вероятность ее быстрого гашения. Ограничение тока дугового замыкания снижает темпы развития повреждения и вероятность перехода однофазного замыкания в междуфазное. В случае перемежающихся дуговых замыканий (дуга гаснет и загорается снова через некоторое время) точная настройка реакторов исключает эскалацию напряжений, обеспечивая невысокий уровень перенапряжений кратностью не более 2,5.

Легко заметить, что при симметрии фазных напряжений и равенстве фазных емкостей смещение нейтрали равно нулю. Если емкости двух фаз одинаковы ($C_B = C_C = C$), а емкость третьей фазы отличается от них ($C_A = mC$), то степень несимметрии напряжений определяется выражением

$$U_{\text{н.с}} = \frac{mC + a^2C + aC - 1}{mC + 2C} = \frac{m - 1}{m + 2}. \quad (9.18)$$

В типовых конструкциях воздушных линий отличия емкостей фаз на землю относительно невелики и находятся обычно в диапазоне от 4 до 14 %.

Например, при $m = 0,9$ имеем $U_0 = 0,034U_{\phi}$, т. е. смещение нейтрали незначительно, но при наличии резонансно настроенного реактора оно резко возрастает.

Расстройка компенсации при наличии емкостной несимметрии:

$$\mathfrak{S}' = \mathfrak{S} + (1 - \mathfrak{S})U_{\text{н.с}}. \quad (9.19)$$

Степень смещения нейтрали:

$$U_0 = \frac{U_{\text{н.с}}}{\sqrt{(\mathfrak{S}')^2 + d^2}}. \quad (9.20)$$

Это можно объяснить с помощью схемы замещения (рис. 9.5), составленной на основании принципа эквивалентного генератора.

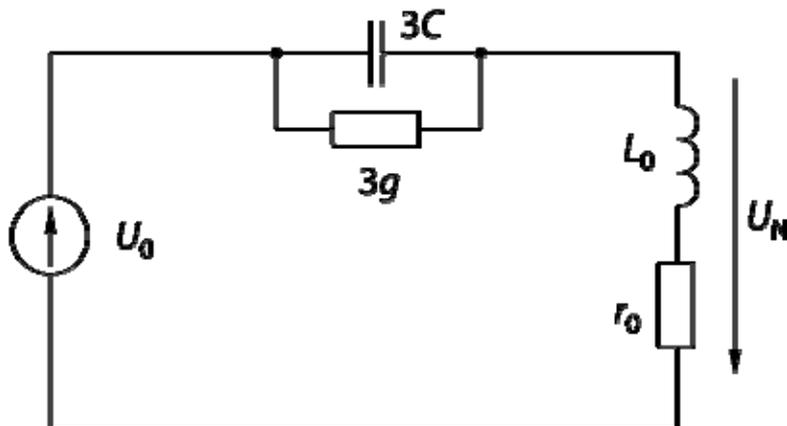


Рис. 9.5. Схема для определения напряжения смещения нейтрали при наличии ДГР

Эта схема представляет собой резонансный контур, в котором возможны значительные повышения напряжения на отдельных его элементах, в частности на индуктивности.

В приведенной схеме g – активная проводимость фазы на землю, r_0 и L_0 – активное сопротивление и индуктивность нулевой последовательности, практически равные сопротивлению и индуктивности ДГР (с учетом устройства, обеспечивающего нейтральную точку для подключения реактора). Коэффициент успокоения сети можно найти как отношение активного тока замыкания на землю к емкостному:

$$d_3 = \frac{I_a}{I_c} \approx \frac{g}{\omega C} + \frac{r_0}{\omega L}. \quad (9.21)$$

При идеальной настройке реактора смещение нейтрали максимально и равно $U_0 = U_{н.с}/d$.

С увеличением расстройки ДГР напряжение нейтрали убывает, что иллюстрируется графиком рис. 9.6, который построен для случая $d = 0,07$. Смещение нейтрали, соответствующее идеальной настройке реактора, составляет $U_0 = 0,5U_\phi$, при этом на одной из фаз напряжение уменьшится до $0,5U_\phi$, а на других поднимется до более чем $1,3U_\phi$, причем такой режим будет существовать длительно. Поэтому для сетей, в которых не выполнено тщательное симметрирование параметров воздушных линий, применение реакторов, длительно работающих с резонансной настройкой, приводит к значительному повышению напряжения на отдельных фазах.

В реальных условиях эксплуатации, при отсутствии устройства автоматической компенсации емкостных токов на землю или ее отказе, возникают условия для отклонения от резонансной настройки вследствие изменения эквивалентной емкости сети.

Симметрирование параметров воздушной сети может быть выполнено транспозицией фаз или подключением конденсаторов к фазе с наименьшей емкостью. Увеличение коэффициента успокоения сети d приводит к уменьшению добротности контура и уменьшению уровней напряжения на элементах резонансного контура в несимметричных режимах. По указанной причине в современных устройствах компенсации емкостного тока часто параллельно ДГР включают высокоомный резистор.

Для компенсации емкостных токов наибольшее распространение получили следующие типы дугогасящих реакторов (см. рис. 9.8, 9.9):

- с воздушным зазором и отпайками (ЗРОМ, GEUF, РЗДСОМ);
- регулируемым воздушным зазором (РДМР, РЗДПОМ, РДМР, ZTC);
- дугогасящие реакторы с подмагничиванием (РУОМ).

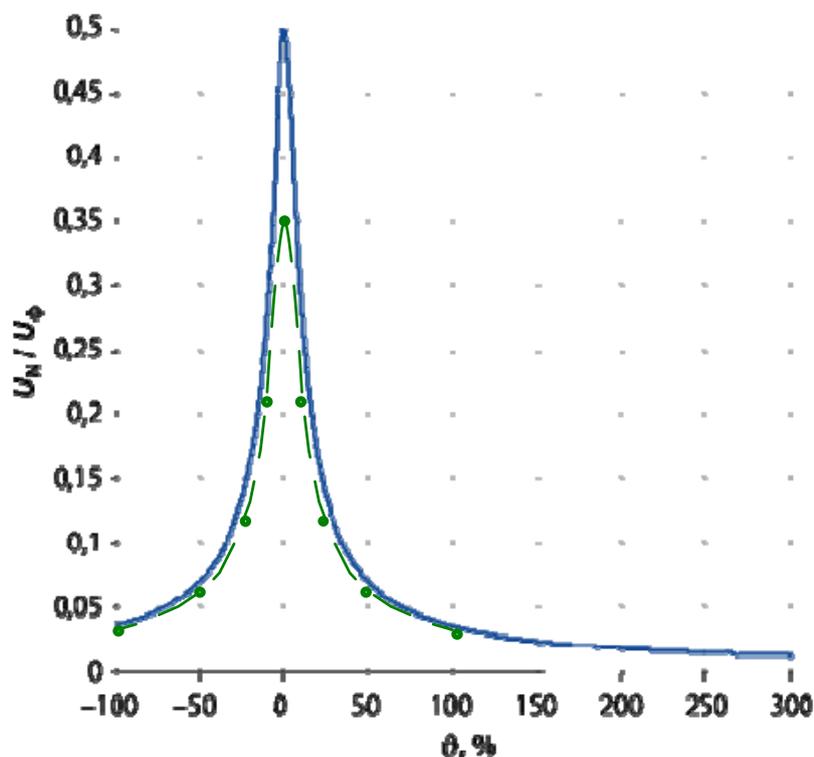


Рис. 9.6. Напряжение смещения нейтрали в нормальном режиме работы сети в зависимости от степени расстройки компенсации ДГР:

— при $m = 0,9$ и $d = 0,07$; — • — при $m = 0,9$ и $d = 0,1$

Как показывает практика, добиться приемлемой степени компенсации емкостных токов применением ступенчато регулируемых ДГР обычно не удается, что обуславливает необходимость автоматической компенсации емкостного тока плавно регулируемые реакторами. В электрических сетях получили распространение две конструкции ДГР с плавным регулированием емкостного тока. В *плунжерных* ДГР регулирование обеспечивается изменением воздушного зазора в магнитопроводе. А в ДГР с *подмагничиванием* — насыщением участков магнитопровода магнитным полем выпрямленного тока.

В последнее время находят применение для компенсации емкостного тока дугогасящие устройства типа ТАДТМ-30/10, из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, размещенных в одном баке.

Таблица 9.1

Характеристики управляемых подмагничиванием реакторов серии РУОМ

Тип реактора	РУОМ 190/6,6	РУОМ 190/11	РУОМ 300/6,6	РУОМ 300/11	РУОМ 480/6,6	РУОМ 480/11	РУОМ 840/11	РУОМ 1520/11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	$\frac{7,2}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$	$\frac{12}{\sqrt{3}}$
Диапазон изменений тока, А	4,2–50	2,5–30	6,6–80	4–48	10,5–126	6,3–76	11–132	20–240

Таблица 9.2

Характеристика реакторов плунжерного типа серии РЗДПОМ

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Предельные значения токов, А
РЗДПОМ-120/6У1	$6,6/\sqrt{3}$	$7,2/\sqrt{3}$	26,2–5,2
РЗДПОМ-300/6У1	$6,6/\sqrt{3}$	$7,2/\sqrt{3}$	65,5–13,1
РЗДПОМ-190/10У1	$11/\sqrt{3}$	$12/\sqrt{3}$	25,5–5,0
РЗДПОМ-480/10У1	$11/\sqrt{3}$	$12/\sqrt{3}$	63,0–12,6
РЗДПОМ-480/20У1	$22/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	31,4–6,3
РЗДПОМ-700/35У1	$38,5/\sqrt{3}$	$40,5/\sqrt{3}$	28,4–5,7
РЗДПОМ-800/35У1	$38,5/\sqrt{3}$	$40,5/\sqrt{3}$	35,0–7,2

Для подключения дугогасящих реакторов применяются также специальные нейтраллеры типа ФМЗО (без вторичной обмотки), которые имеют одну первичную обмотку, соединенную в зигзаг.

Таблица 9.3

Технические характеристики нейтраллеров типа ФМЗО

Параметр	ФМЗО-40/6,6	ФМЗО-40/11	ФМЗО-80/6,6	ФМЗО-80/11	ФМЗО-200-6,6	ФМЗО-200/11	ФМЗО-310/6,6	ФМЗО-310/11	ФМЗО-500/6,6	ФМЗО-500/11	ФМЗО-875/6,6	ФМЗО-875/11
$S_{НОМ}$, кВА	40	40	80	80	200	200	310	310	500	500	875	875
$U_{НОМ}$, кВ	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11	6,6	11
$I_{НОМ}$, А	8,4	5	16,8	10,1	42	25,2	65,1	39	105	63	184	110

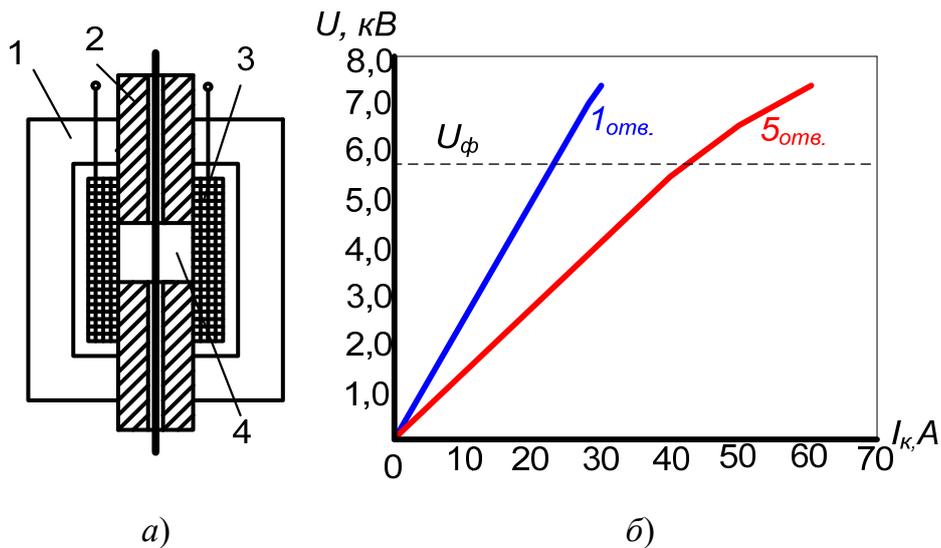


Рис. 9.7. Дугогасящий реактор плунжерного типа с плавным регулированием:
 а – конструктивная схема реактора; б – вольт-амперная характеристика РЗДПОМ-480

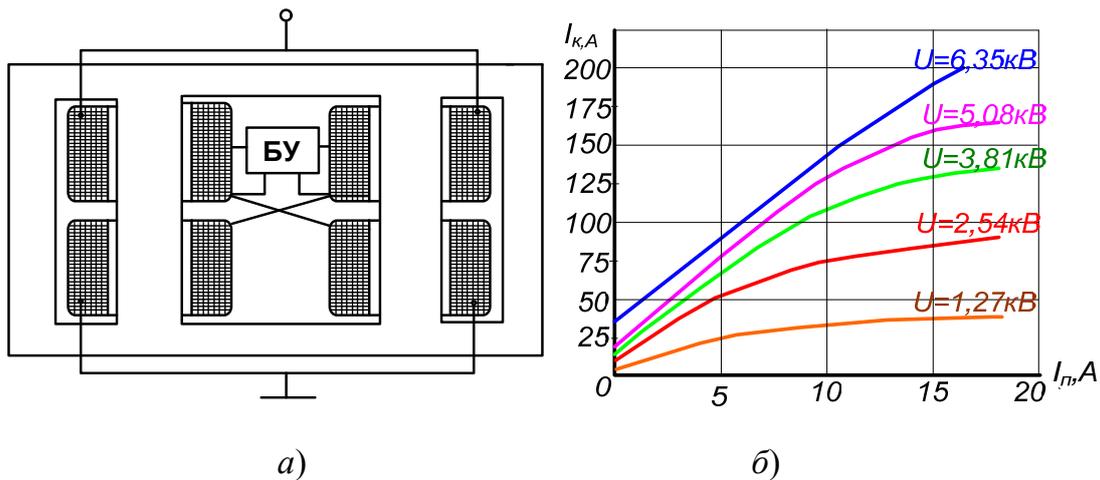


Рис. 9.8. Дугогасящие реакторы с подмагничиванием:
 а – конструктивная схема реактора РУОМ; б – регулировочные характеристики реактора РЗДУОМ-1000-10

Выбор мощности дугогасящих реакторов и трансформаторов для их подключения. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по значению емкостного тока сети, с учетом перспектив ее развития.

При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25 %.

Определение емкостного тока сети для выбора мощности дугогасящих реакторов можно производить путем расчетов по методике, данной в приложениях.

Расчетная мощность реакторов Q определяется по формуле

$$Q = \frac{I_c U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}, \text{ кВА}, \quad (9.22)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ; I_c – емкостный ток замыкания на землю, А.

При применении в сети дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока количество и мощность реакторов следует выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети с тем, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех возможных схемах сети.

При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

Для подключения реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда с выведенной нейтралью – треугольник».

В сетях 35 кВ для этой цели могут использоваться трехобмоточные трансформаторы 110/35/10(6) кВ с обмоткой 10(6) кВ, соединенной в треугольник.

В сетях 6–10 кВ могут использоваться ненагруженные трансформаторы или трансформаторы собственных нужд (ТСН) с обмоткой 0,4 (0,23) кВ, соединенной в треугольник. В этом случае ТСН необходимо проверить по длительно допустимой нагрузке.

Допустимая нагрузка $I_{\text{доп}}$, А, трансформатора определяется по формуле

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{(1,1I_{\text{ном}})^2 - (I_{\text{к}}/3)^2}, \quad (9.23)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А; $I_{\text{к}}$ – ток компенсации подключенного к нейтрали трансформатора реактора, А.

При отсутствии необходимости питания нагрузок от низкой стороны заземляющих трансформаторов предпочтительнее использовать для подключения реакторов нейтраллеры типа ФМЗО, так как они обладают по сравнению с трансформаторами одинаковой мощности улучшенными массогабаритными показателями и меньшими потерями холостого хода.

Резистивно-заземленная нейтраль. Вместо компенсации тока может применяться заземление нейтрали через резистор. Основная область применения резистивного заземления нейтрали – сети со сравнительно небольшими емкостными токами, при которых еще не рекомендуется установка дугогасящих реакторов. Это сети собственных нужд электростанций, а также насосных станций разного назначения с высоковольтными электродвигателями 6 кВ и др.

На основании схемы замещения нулевой последовательности (рис. 9.9) можно получить основные соотношения, характеризующие режим сети при устойчивом замыкании на землю.

Ток замыкания на землю при резистивном заземлении

$$I_3^* = \frac{E_{\phi A}^*}{R_3 + \frac{1}{3(G_{\phi} + j\omega C_{\phi}) + G_N}}. \quad (9.24)$$

Напряжение на нейтрали

$$U_N^* = \frac{E_{\phi A}^* G_3}{3(G_{\phi} + j\omega C_{\phi}) + G_3 + G_N}; \quad (9.25)$$

здесь $G_3 = 1/R_3$ – проводимость точки замыкания на землю; R_N – сопротивление заземляющего резистора; $G_{\phi} + j\omega C_{\phi}$ – полная проводимость фазы на землю.

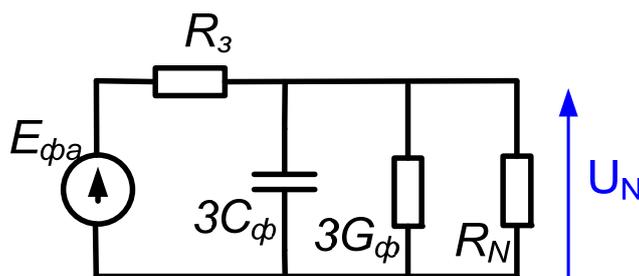


Рис. 9.9. Схема замещения нулевой последовательности

При переходном сопротивлении в точке замыкания, равном нулю, $R_3 = 0$, ток в точке замыкания на землю: $\dot{I}_3 = \dot{I}_a + \dot{I}_{aN} + \dot{I}_c$, где \dot{I}_a – активная составляющая тока замыкания, обусловленная активной проводимостью фаз на землю; \dot{I}_{aN} – активная составляющая тока замыкания, обусловленная заземлением нейтрали через резистор; $\dot{I}_c = \dot{E}_{\phi a} 3j\omega C_{\phi}$ – емкостная составляющая тока замыкания на землю.

Коэффициент успокоения для распределительной сети с резистивно-заземленной нейтралью

$$d = \frac{3G_{\phi} + 1/R_N}{3\omega C_{\phi}}, \quad (9.26)$$

где R_N – сопротивление заземляющего резистора.

В зависимости от конструктивного исполнения и величины сопротивления различают низкоомное и высокоомное заземление нейтрали.

При низкоомном заземлении токи однофазного замыкания на землю достигают значений, при которых длительная работа сети недопустима по условиям термической стойкости заземляющих резисторов. Активная составляющая тока ОЗЗ составляет при этом несколько десятков ампер (обычно 30–60 А), а сопротивление нулевой последовательности намного больше сопротивлений прямой и обратной последовательности. Длительность воздействия токов ОЗЗ допускается в течение ограниченного времени, не более 1–10 с. За это время должно быть обеспечено срабатывание специальной селективной защиты, отключающей поврежденный фидер.

Во втором варианте (высокоомное заземление) резистор функционирует в длительном режиме до устранения аварии. Это позволяет демпфировать перенапряжения в течение времени существования ОЗЗ и обеспечить непрерывность электроснабжения.

Выбор схемы подключения и величины резистора является оптимизационной задачей. Вариант использования резистора, находящегося под действием напряжения кратковременно в течение времени, достаточного для аварийного отключения присоединения, имеет ряд ограничений:

- Любая несимметрия, даже в пределах, допускаемых ГОСТ, будет приводить в нормальном режиме к длительному выделению мощности на резисторе.
- Принудительное отключение потребителя через 1–10 с является крайне нежелательным для ряда объектов, требующих высокой надежности электроснабжения.
- Заземление нейтрали, увеличивающее ток замыкания с использованием резистора 100–200 Ом, увеличивает вероятность расплавления стали статора даже при быстродействующем отключении повреждений.
- Выделение в резисторе в нормальном или аварийном режиме энергии, превышающей допустимую, приводит к срабатыванию собственной защиты резистора и его отключению.

Вариант подключения резистора величиной несколько кОм (1–3 кОм) предполагает постоянное присоединение резистора к нейтрали, что исключает вышеуказанные недостатки. Параметры резистора рассчитываются по условию ограничения перенапряжений до заданной величины (обычно до уровня испытательного для вращающихся машин), ток замыкания на землю при этом изменяется незначительно. Резистор изготавливается на базе композиционного материала и рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения не менее 6 ч, что позволяет обходиться без устройств автоматики и защиты для его отключения.

Возможные варианты подключения резисторов в сетях 6–35 кВ приведены на рис. 9.10. В сетях 6–10 кВ генераторного напряжения и собственных нужд электростанций наиболее приемлемы варианты подключения резисторов к нейтралям трансформаторов собственных нужд (рис. 9.10, а) или специальных фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО (рис. 9.10, в). При этом мощность устройств определяется необходимостью длительной работы в режиме однофазного замыкания и обеспечения апериодического процесса разряда емкости фаз.

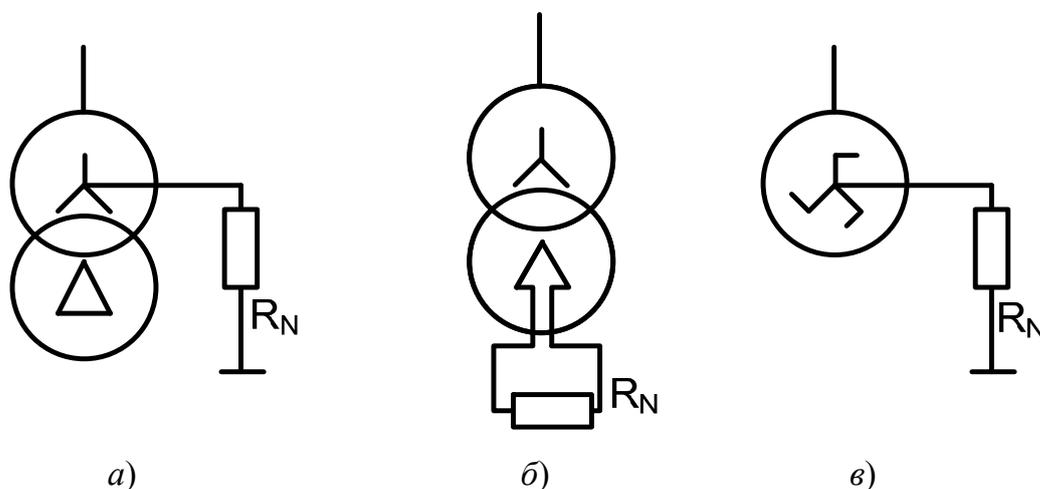


Рис. 9.10. Схемы подключения резисторов при резистивном заземлении нейтрали

Сравнительно низкая стоимость высокоомных резисторов ставит это мероприятие вне конкуренции с иными способами ограничения перенапряжений.

Переходные процессы в сетях с резистивно-заземленной нейтралью. Применение резистивного заземления нейтрали обеспечивает быстрое стекание зарядов неповрежденных фаз на землю. Это способ-

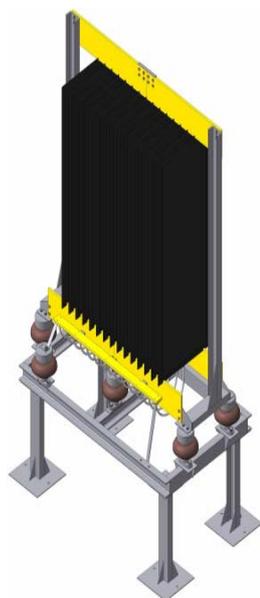
ствуется уменьшению перенапряжений при многократных замыканиях на землю. При больших значениях сопротивления заземляющего резистора происходит более медленное стекание емкостного заряда. А это означает, что в момент повторного зажигания будет присутствовать напряжение смещения нейтрали. Перенапряжения при этом обычно не достигают опасных значений, но способствуют возрастанию уровней возникающих перенапряжений в неповрежденных фазах. Затухание переходных процессов, а следовательно, и уровни перенапряжений в сети, возникающие при перемежающейся дуге, зависят от коэффициента успокоения d .

В сетях с резистивно-заземленной нейтралью, как правило, не возникают феррорезонансные перенапряжения.

В настоящее время нами разработаны и серийно выпускаются резисторы типа РЗ для заземления нейтрали сетей 6–35 кВ. Унифицированные конструкции блоков резисторов предназначены для установки в помещениях ЗРУ, территории ОРУ, а также для комплектации ячеек КРУ (рис. 9.11). Резисторы данного типа могут быть рассчитаны на время воздействия наибольшего фазного напряжения до 6 ч, что позволяет обходиться без автоматики и защит для его отключения. Резистор состоит из отдельных элементов, каждый из которых представляет собой резистивную пластину или несколько пластин, помещенных в кожух с диэлектрической теплопроводной прокладкой между кожухом и пластиной. Элементы соединяют последовательно, ориентируют вертикально и закрепляют на раме. Величина зазора определяется уровнем допустимого пробивного напряжения и теплоотводом.

Пластины изолированы от металлического корпуса изолирующими прокладками. Металлический герметичный корпус снабжен устройством для выравнивания давления внутри тела резистивного элемента.

Конструктивное исполнение резистора должно обеспечивать хороший теплоотвод естественной конвекцией. Это дает возможность стационарной работы резистора в неполнофазном режиме. Выполнение резистора из набора отдельных пластинчатых элементов дает возможность легко и быстро подобрать необходимое количество составляющих элементов для обеспечения нужного сопротивления и мощности в сетях от 6 до 35 кВ.



а)



б)

Рис. 9.11. Высоковольтные резисторы для заземления нейтрали:
а – резисторный блок, предназначенный для установки в помещениях ЗРУ и на территории ОРУ; б – установка резисторных модулей на территории ОРУ подстанции

Полученные в результате эксплуатации данные показывают снижение повреждаемости электрооборудования на присоединениях секций шин с установленными резисторами, что подтверждает реальное ограничение кратности дуговых перенапряжений при подключении резистора. Ограничение кратности дуговых перенапряжений приводит к уменьшению числа перекрытий изоляции и снижению общего числа ОЗЗ, и, кроме того, снижение кратностей коммутационных перенапряжений на «здоровых» фазах в режиме ОЗЗ приводит также к уменьшению количества переходов ОЗЗ в двойные замыкания. Также в результате эксплуатации было выявлено, что введение высокоомного резистора в нейтраль повышает селективность определения аварийного фидера существующими вариантами защит. Это объясняется тем, что протекание даже незначительного активного тока в аварийном присоединении позволяет демпфировать высокочастотные переходные процессы при однофазном замыкании, которые являются основной причиной неселективной работы существующих защит. В табл. 9.4 приведены технические характеристики наиболее часто используемых типов резисторов.

Параметры резисторов для заземления нейтрали сетей 6–35 кВ

Тип резистора	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{ном}}$, кВт	$R_{\text{ном}}$, Ом
PЗ-1700-10-6	6	10	1700
PЗ-1000-40-10	10	40	1000
PЗ-1000-12-6	6	12	1000
PЗ-500-24-6	6	24	500
PЗ-1000-40-10	10	40	1000
PЗ-8000-51-35	35	51	8000
PЗ-4000-102-35	35	102	4000

На основании изложенного разработаны рекомендации для снижения уровней возникающих перенапряжений при замыканиях на землю в сетях малыми токами замыкания (5–7 А) с применением резистивного заземления нейтрали.

Электрические сети 6–10 кВ, для которых не предусматривается компенсация емкостного тока замыкания на землю, могут эксплуатироваться в режимах высокоомного или низкоомного заземления нейтрали через резистор.

Для высокоомного сопротивления нейтрали сопротивление резистора может определяться исходя из допустимой кратности перенапряжений:

$$R_N = X_{c\Sigma} = \frac{K_{\Pi} - 1}{3,4 - K_{\Pi}}, \text{ Ом}, \quad (9.27)$$

где $X_{c\Sigma}$ – суммарное емкостное сопротивление сети, Ом.

Допускается сочетание резонансного заземления нейтрали через дугогасящий реактор с заземлением через высокоомный резистор. Величина сопротивления резистора в этом случае должна выбираться из условия

$$R = \frac{U_{\text{ф.ном}}}{\Delta I_3}, \text{ Ом}, \quad (9.28)$$

где ΔI_3 – разность между током дугогасящих реакторов и суммарным емкостным током замыкания на землю, А.

Мощность резистора при высокоомном заземлении нейтрали должна обеспечивать его длительную работу под напряжением, превышающим на 10–15 % номинальное фазное напряжение сети.

Для сетей 6 кВ собственных нужд электрических станций, для которых немедленное отключение присоединения с поврежденной изоляцией не приводит к аварийному отключению всей установки благодаря автоматическому включению резервного электрического и технологического оборудования, следует предусматривать низкоомное заземление нейтрали через резистор.

Величина сопротивления резистора при низкоомном заземлении нейтрали должна выбираться из условия обеспечения чувствительности простых токовых защит нулевой последовательности во всех режимах работы сети. Мощность резистора должна обеспечивать его термическую стойкость при работе под напряжением, превышающем на 10–15 % номинальное фазное напряжение сети в течение времени отключения замыкания на землю резервными защитами.

Таблица 9.5

Техническая характеристика оборудования шкафа заземления нейтрали ШЗН для низкоомного заземления нейтрали

Параметр оборудования	Значение
Мощность заземляющего трансформатора ТСНЗ, кВА	63
Номинальное напряжение обмоток трансформатора ТСНЗ, кВ	6/0,4 или 10/0,4
Напряжение короткого замыкания трансформатора ТСНЗ, %	5,5
Схема соединения трансформатора ТСНЗ	Y/Δ
Сопротивление заземляющего резистора, Ом	100 или 150
Допустимый ток в течение 1,5 с, А	40
Допустимый ток в течение 1 ч, А	5

Достоинства резистивного заземления нейтрали:

- практически исключается возможность дальнейшего развития повреждения, например, перехода однофазного замыкания на землю в двойное замыкание на землю или междуфазное КЗ (при быстром отключении поврежденного элемента);
- простое решение проблемы защиты от однофазного замыкания на землю;
- полностью исключается возможность возникновения эскалации перенапряжений при дуговых однофазных замыканиях на землю;
- уменьшается длительность воздействия на изоляцию элементов сети перенапряжений на неповрежденных фазах в переходных режимах однофазного замыкания на землю;

- практически исключается возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети;
- уменьшается вероятность поражения людей или животных током однофазного замыкания на землю в месте повреждения.

9.3. Электрические сети высокого напряжения с эффективно-заземленной нейтралью

К сетям с эффективно-заземленными нейтралью в соответствии с рекомендациями Международного электротехнического комитета (МЭК) относятся сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединяются с землей непосредственно или через небольшое активное или индуктивное сопротивление. В Республике Беларусь к сетям с эффективно-заземленной нейтралью относятся сети напряжением 110 кВ и выше. Сетью с эффективным заземлением нейтрали называют такую сеть, в которой часть силовых элементов (трансформаторов, генераторов) имеет заземление нейтрали. При этом коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициентом замыкания на землю в трехфазной электрической сети называется отношение наибольшего рабочего фазного напряжения неповрежденной фазы к номинальному фазному напряжению: $K_3 = U_{ф.з} / U_{ф.ном}$. Таким образом, при коротком замыкании на землю напряжение на неповрежденных фазах не должно повышаться более чем на 40 %. От числа заземленных трансформаторов их параметров и места их установки в электрической системе зависит эквивалентное сопротивление нулевой последовательности. Это влияет на токи однофазного короткого замыкания и на повышение напряжения неповрежденных фаз.

Токи трехфазного и однофазного КЗ в сети с эффективно заземленной нейтралью определяются по следующим выражениям:

$$I'^{(3)} = \dot{E} / x_1; \quad I'^{(1)} = 3\dot{E} / (2x_1 + x_0) \quad \text{при } x_1 = x_2,$$

где x_1, x_2, x_0 – реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей. Отсюда $I'^{(3)} / I'^{(1)} = (2x_1 + x_0) / 3x_1$.

Так как в современных энергосистемах благодаря применению автотрансформаторов с обязательным глухим заземлением нейтралей, как правило, $x_0 < x_1$, то $I'^{(1)} > I'^{(3)}$, что подтверждается рядом конкретных расчетов в энергосистемах.

Напряжения фаз B и C при замыкании на землю фазы A определяются следующими выражениями:

$$U_B^* = E_B^* + E_A^* \frac{1 - x_0/x_1}{2 + x_0/x_1}; \quad U_C^* = E_C^* + E_A^* \frac{1 - x_0/x_1}{2 + x_0/x_1}.$$

Абсолютные значения напряжений на неповрежденных фазах определяются в соответствии с векторной диаграммой (рис. 9.12):

$$U_B = U_C = E_A \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{1 - x_0/x_1}{2 + x_0/x_1}\right)^2 + 0,866^2} =$$

$$= E_A \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{1 - x_0/x_1}{2 + x_0/x_1}\right)^2 + 0,75}. \quad (9.29)$$

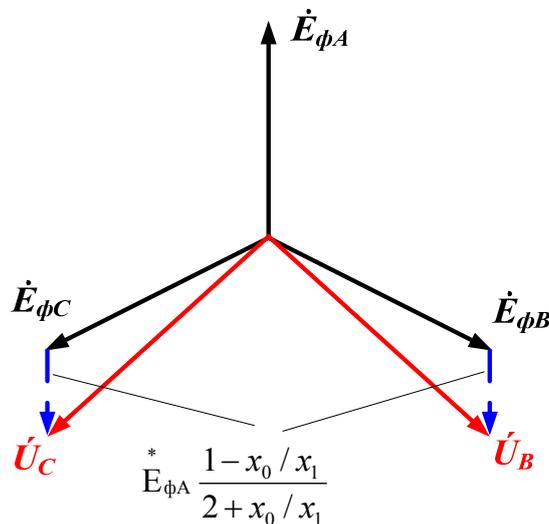


Рис. 9.12. Векторная диаграмма напряжений при однофазном коротком замыкании фазы «А» на землю

Несложный анализ выражения (9.27) показывает, что для сети с эффективно заземленной нейтралью должно выполняться условие $x_0/x_1 < 3,4$. При этом напряжение неповрежденных фаз повышается не более чем на 40 %.

Для того чтобы в сети токи однофазного КЗ не превышали токи трехфазного КЗ, необходимо выполнить соотношение $x_0/x_1 > 1,0$.

Технико-экономические преимущества эффективно-заземленных нейтралей сети обусловлены следующими факторами:

Внутренние перенапряжения в таких установках ниже, чем перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью (не превышают 2,5). Это позволяет снизить стоимость изоляции линий и аппаратов.

Другим преимуществом эффективного заземления нейтрали является возможность обеспечить четкую быстродействующую защиту однофазных КЗ, которые составляют до 80 % всех видов повреждений. Кроме этого в этих сетях более эффективно применение автоматического повторного включения (АПВ).

Для уменьшения токов однофазного КЗ применяют частичное разземление нейтралей в сетях 110–150 кВ. В сетях напряжением 220 кВ и выше возможно применение токоограничивающих реакторов или резисторов, включаемых в нейтрали трансформаторов (рис. 9.13).

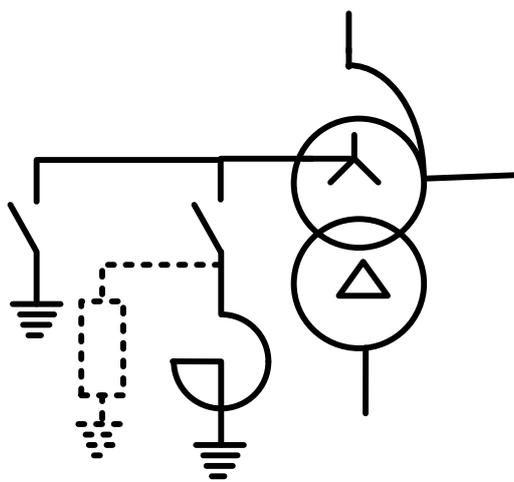


Рис. 9.13. Применение реактора (резисторной установки) в нейтрали автотрансформаторов для ограничения токов однофазного КЗ

В нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов могут устанавливаться реакторы ТРОС-35-Х-Х и резисторные установки БРУ-Н (ТОУ-Н). Обобщенные технические характеристики устройств для ограничения однофазных КЗ в сетях 110–330 кВ приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6

Технические характеристики реакторов и резисторов устанавливаемых в нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов

Параметры	Напряжение 110–330 кВ	
	ТРОС-35	ТОУ-Н
Тип аппарата	ТРОС-35	ТОУ-Н
Сопротивление, Ом	10–40	10–50
Напряжение при КЗ U_N , кВ	65–75	65–75
Длительность воздействия t , с	1–3	1–2
Кратность ограничения ТКЗ $I_{п0}^*$	1,3–1,7	1,1–1,3

В сетях с эффективно-заземленной нейтралью для уменьшения токов однофазного КЗ применяется увеличение полного сопротивления нулевой последовательности за счет:

- отказа от третичной обмотки;
- частичного разземления нейтралей;
- введения дополнительного реактивного или активного сопротивления в цепь нулевой последовательности.

Пример 9.1

Выполнить расчет и выбор устройств для компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Исходные данные для расчета: номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; емкостный ток замыкания на землю $I_3 = 20,0$ А; ожидаемое увеличение тока вследствие развития сети на 25 %.

Решение

Расчетный ток замыкания на землю: $I_{\text{р.з}} = 1,25I_3 = 1,25 \cdot 20 = 25$ А; максимально допустимый ток для сетей 10 кВ согласно ПУЭ-7 составляет 20 А.

Определим расчетную мощность дугогасящего реактора:

$$Q_p = \frac{I_{\text{рас.з}} U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{25 \cdot 11}{\sqrt{3}} = 159,0 \text{ кВА.}$$

К установке могут быть предложены следующие типы реакторов:

1. Реактор РУОМ-190/11, номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 11/\sqrt{3}$ кВ; диапазон регулирования – 12,5–30 А; встроенный трансформатор тока 50/5. Плавное регулирование тока реактора обеспечивается изменением его индуктивности путем самоподмагничивания постоянным током с помощью преобразователя, встроенного в реактор. Расчет и управление током преобразователя осуществляется поставляемым комплектно с реактором электронным устройством САНК.

2. Реактор РЗДПОМ-190/10У1; $U_{\text{ном}} = 12/\sqrt{3}$ кВ; диапазон регулирования – от 5 до 25,5 А.

Плавное регулирование тока осуществляется изменением зазора в магнитной системе с помощью электропривода, установленного на крыше бака реактора. Номинальный ток сигнальной обмотки – 10 А.

Плунжерный реактор ZTC-200; $U_{\text{ном}} = 10/\sqrt{3}$ кВ; диапазон регулирования – 3–33,0 А.

Выбор трансформатора для подключения ДГР. Для подключения реакторов могут использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда с выведенной нейтралью – треугольник».

Возможно применение трансформаторов собственных нужд (ТСН). В этом случае ТСН должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке.

Рассмотрим возможность применения трансформатора ТМ-160/10; $I_{\text{ном}} = 9,24 \text{ А}$; $U_{\text{к}} = 4,5 \%$.

$$\text{Сопротивление трансформатора } x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{нт}}} = \frac{4,5 \cdot 10000^2}{100 \cdot 160000} = 28,1 \text{ Ом.}$$

$$\text{Сопротивление реактора } x_{\text{р}} = \frac{U_{\text{р.ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{р.ном}}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 30} = 212,0 \text{ Ом.}$$

Действительный ток компенсации реактора с учетом сопротивления трансформатора подключения: $I_{\text{р.д}} = \frac{I_{\text{р.н}}}{1 + \frac{x_{\text{т}}}{3x_{\text{р}}}} = \frac{30}{1 + 28,1/212} = 26,5 \text{ А.}$

Допустимый ток нагрузки $I_{\text{доп}}$, А, трансформатора определяется по формуле

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{(1,1 I_{\text{ном}})^2 - (I_{\text{к}} / 3)^2} = \sqrt{(1,1 \cdot 9,24)^2 - (25 / 3)^2} = 5,81 \text{ А,}$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А; $I_{\text{к}}$ – ток компенсации подключенного к нейтрали трансформатора реактора, А.

Допустимая дополнительная нагрузка трансформатора ТМ-160 составляет: $P_{\text{наг}} = \sqrt{3} I_{\text{наг}} U_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot 5,81 \cdot 10 = 100,5 \text{ кВА (62,8 \%)}$.

При отсутствии необходимости питания нагрузок от низкой стороны заземляющих трансформаторов предпочтительнее использовать для подключения реакторов нейтралеры типа ФМЗО, так как они обладают по сравнению с трансформаторами одинаковой мощности улучшенными массогабаритными показателями и меньшими потерями холостого хода.

Пример 9.2

Для сети 35 кВ рассчитать и выбрать устройство для компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Исходные данные: $U_{\text{ном}} = 35$ кВ; суммарная длина кабельных линий $L_{\text{к.л}\Sigma} = 3,0$ км; суммарная длина воздушных линий (фазы расположены по вершинам равнобедренного треугольника) – $L_{\text{в.л}} = 150,0$ км. Определить предельную длину линии от степени допустимой однофазной несимметрии в сети с недокомпенсацией емкостного тока ($\vartheta = 0,063$). Допустимая степень смещения нейтрали $U_0 = 0,7$. Коэффициент успокоения $d = 0,05$.

Решение

1. *Выбор устройства компенсации емкостных токов.*

Ток замыкания на землю кабельных линий (по приближенной формуле) 35 кВ:

$$I_{\text{з.к.л}} = \frac{UL_{\text{к.л}}}{a} = \frac{35 \cdot 3,0}{10} = 10,5 \text{ А.}$$

Ток замыкания на землю воздушных линий (по приближенной формуле):

$$I_{\text{з.в.л}} = \frac{UL_{\text{в.л}}}{a} = \frac{35 \cdot 150,0}{10} = 15 \text{ А.}$$

Общий емкостный ток I_c сети 35 кВ равен 25,5 А.

Определим расчетную мощность дугогасящего реактора:

$$Q_p = \frac{I_c U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{25,5 \cdot 38,5}{\sqrt{3}} = 567,5 \text{ кВА.}$$

Предлагается к установке реактор РЗДПОМ-700/35-У1: $U_{\text{ном}} = 38,5/\sqrt{3}$, кВ; диапазон регулирования от 5,7 до 28,4 А.

Рассмотрим возможность применения трансформатора ТМ-630/35; $I_{\text{ном}} = 10,4$ А; $U_k = 6,5$ %.

Сопротивление трансформатора

$$x_T = \frac{U_k \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{HT}}} = \frac{6,5 \cdot 38000^2}{100 \cdot 630000} = 149,0 \text{ Ом.}$$

Сопротивление реактора

$$x_p = \frac{U_{\text{р.ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{р.ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 28,4} = 814,1 \text{ Ом.}$$

Действительный ток компенсации реактора с учетом сопротивления трансформатора подключения

$$I_{p.d} = \frac{I_{p.n}}{1 + \frac{x_T}{3x_p}} = \frac{25,5}{1 + 149,0/3 \cdot 814,1} = 24,0 \text{ А.}$$

Допустимый ток нагрузки $I_{доп}$, А, трансформатора определяется по формуле

$$I_{доп} = \sqrt{(1,1I_{ном})^2 - (I_k/3)^2} = \sqrt{(1,1 \cdot 10,4)^2 - (26,5/3)^2} = \\ = \sqrt{130,9 - 78,4} = 7,27 \text{ А,}$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора, А; I_k – ток компенсации подключенного к нейтрали трансформатора реактора, А.

Допустимая дополнительная нагрузка трансформатора ТМ-630 составляет:

$$P_{наг} = \sqrt{3}I_{наг}U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 7,27 \cdot 35 = 440,2 \text{ кВа (69,9 \%)}.$$

2. Расчет зависимости степени смещения нейтрали (от степени однофазной несимметрии) $U_0 = f(m, d)$ в сети с недокомпенсацией емкостного тока и определение предельно допустимой длины линий.

Определяется зависимость степени смещения нейтрали от однофазной емкостной несимметрии от значения m относительного уменьшения емкости фазы по формуле (9.10) $U_{н.с} = \frac{m-1}{m+2}$; расстройка компенсации (9.20): $\vartheta' = \vartheta + (1 - \vartheta)U_{н.с}$; и определяют степень смещения нейтрали (9.14): $U_0 = \frac{U_{н.с}}{\sqrt{(\vartheta')^2 + d^2}}$.

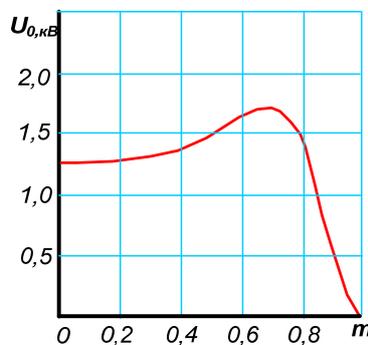


Рис. 9.14. Кривая зависимости напряжения смещения нейтрали от степени однофазной несимметрии m ($\vartheta = 0,063$, $d = 0,05$)

Задавая значения m в диапазоне от 0 до 1 по выражениям (9.20)–(9.22), строится зависимость $U_0 = f(m)$.

По рассчитанной зависимости $U_0 = f(m)$ определяют значение $m_n = 0,88$, при котором $U_0 = 0,7$. Для найденного m_n рассчитывается предельная длина провода $l_{пр}$, обрыв которого вызывает опасное смещение нейтрали:

$$l_{пр} = \frac{I_c(1 - m_n)}{i_c} = \frac{24(1 - 0,88)}{0,1} = 28,8 \text{ км,}$$

где i_c – удельный емкостной ток линии, А/км.

Если в сети линии длиннее $l_{пр}$ отсутствуют, то опасные смещения нейтрали при неполнофазных режимах возникнуть не могут.

Для нормального режима емкости фаз: $C_{фА} = C_{фС} = 1,36$ мкФ; $C_{фВ} = 1,29$ мкФ; $m = 1,29/1,36 = 0,95$.

$$\text{Степень несимметрии: } U_{н.с} = \frac{m - 1}{m + 2} = \frac{0,95 - 1}{0,95 + 2} = 0,017.$$

По кривой зависимости $U_0 = f(m)$ определим степень смещения нейтрали.

Значению $m_n = 0,95$ соответствует степень смещения нейтрали $U_0 = 0,248$.

Результаты расчета. Выбран реактор РЗДПОМ-700/35-У1: $U_{ном} = 38,5/\sqrt{3}$ кВ; диапазон регулирования от 5,7 до 28,4 А; трансформатор ТМ-630/35; $I_{ном} = 10,4$ А; $U_k = 6,5$ %. Предельная длина ВЛ $l_{пр}$, обрыв которого вызывает опасное смещение нейтрали: $l_{пр} = 28,8$ км. Емкостная несимметрия фаз нормального режима вызывает степень смещения нейтрали $U_0 = 0,248$.

ГЛАВА 10. КОМПОНОВКА И КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

10.1. Классификация распределительных устройств

Распределительным устройством называется электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, шины и вспомогательные устройства. Существуют два основных вида конструктивных исполнений РУ по размещению оборудования: закрытые и открытые. По способу

сооружения различают сборные и комплектные РУ. В сборных РУ основные узлы, каркасы и опорные части изготавливают заранее на специализированных заводах или в мастерских, а сборка их и установка аппаратуры производятся на месте. Комплектные РУ целиком изготавливаются на заводах и комплектуются необходимой аппаратурой, приборами и др.

По назначению РУ делятся на следующие типы:

- главные РУ (ГРУ), служащие для приема электроэнергии от генераторов электростанций;
- РУ подстанций или электростанций, в которых электроэнергия распределяется после повышения или понижения напряжения в силовых трансформаторах;
- РУ собственных нужд, предназначены для распределения электроэнергии потребителям собственных нужд станций и подстанций;
- линейные РУ (распределительные пункты), в которых энергия распределяется между отдельными воздушными линиями без трансформации напряжения.

По способу размещения оборудования различают закрытые и открытые распределительные устройства.

Закрытым (ЗРУ) называется РУ, оборудование которого расположено в здании. В основном применяются ЗРУ на напряжениях 6–10 кВ. В электроустановках 35–220 кВ ЗРУ применяются только при ограниченности площади для РУ или повышенной загрязненности атмосферы. Например, в непосредственной близости от промышленных предприятий, которые загрязняют воздух агрессивной пылью или газами. Здания ЗРУ обычно выполняют из сборных железобетонных конструкций. Размеры здания ЗРУ согласуют с размерами железобетонных конструкций и размещаемым электрооборудованием. Применение сборного железобетона позволяет ускорить и удешевить строительство. Электрическая и строительная части ЗРУ обычно проектируются параллельно.

В настоящее время применяются конструкции ЗРУ, размещаемые в металлических контейнерах и блочно-модульных зданиях.

Открытым называется РУ (ОРУ), основное оборудование которого расположено на открытом воздухе. Основные преимущества ОРУ:

- меньший объем строительных работ;
- существенная экономия строительных материалов (сталь, бетон);
- меньшие капитальные затраты, сроки сооружения и опасность распространения повреждений;

- хорошая обзореваемость, удобство расширения и простота замены оборудования другим;
- также возможность быстрого демонтажа и монтажа оборудования;
- ОРУ применяются на напряжениях 35 кВ и выше. ОРУ выполняются из сборного железобетона или металла. Железобетонные элементы конструкций ОРУ стандартизованы.

Вместе с тем ОРУ имеют и ряд недостатков по сравнению с ЗРУ: менее удобное обслуживание, так как переключение разъединителей и наблюдение за аппаратами производится на открытом воздухе при любой погоде, большая занимаемая площадь, подверженность аппаратов резкому изменению температуры окружающего воздуха, незащищенность их от загрязнения и запыления. Это усложняет эксплуатацию и требует применения более дорогостоящих аппаратов для наружной установки.

По технологии строительства и комплектации различают сборные, комплектные и модульные (блочные) распределительные устройства.

Сборные РУ собирают из отдельных элементов и узлов (шкафы, ячейки, панели и др.), изготовленных и укомплектованных на заводах или в специализированных мастерских. Сооружение сборного РУ происходит полностью или почти полностью на месте строительства, где организуется монтажная база с соответствующим оборудованием, рабочей силой и техническим руководством. Чем крупнее конструктивные узлы заводского изготовления, тем проще проектирование и тем полнее степень индустриализации сооружения таких РУ.

Комплектные РУ состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков с встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. КРУ поставляются в собранном виде или полностью подготовленном для сборки виде. Комплектные распределительные устройства выпускаются как для внутренней установки (КРУ), так и для наружной (КРУН). Комплектные РУ в наибольшей степени отвечают требованиям индустриализации энергетического строительства, поэтому они становятся самой распространенной формой исполнения РУ.

Изготовление РУ на специализированном предприятии позволяет значительно усовершенствовать конструкцию РУ и процесс его сооружения. В заводских условиях повышается точность изготовления каркаса и сборки камер, обеспечивается взаимозаменяемость частей; форма исполнения аппаратов может быть в ряде случаев изменена

в соответствии с конструкцией камеры, что позволяет уменьшить ее размеры и облегчает ремонт. В заводских условиях легче изолировать проводники и части аппаратов или разделить фазы. Металлический кожух, являющийся одним из характерных признаков комплектного РУ, защищает аппараты и изоляторы от пыли.

Имеется широкая возможность для унификации и стандартизации элементов комплектных РУ, что способствует снижению их стоимости. Комплектное РУ легче поддается расширению и реконструкции, в случае необходимости оно может быть перенесено в другое место. КРУ могут выполняться не только с воздушной изоляцией, но также с компаундами и инертными газами (например, элегаз).

Таким образом, название «комплектное» указывает, с одной стороны, на способ сооружения, с другой – на ряд технических качеств, выгодно отличающих комплектное РУ от сборного.

Модульные РУ сооружаются из укрупненных функциональных блоков и модулей полной заводской готовности. Главной особенностью модульных РУ является применение типовых модулей из опорных металлоконструкций для электрических аппаратов и токоведущих шин, которые собираются на объекте с помощью болтовых соединений.

Общие требования к РУ. К распределительным устройствам предъявляются те же основные требования, что и к другим элементам энергетической системы, а именно: надежность работы, удобство и безопасность обслуживания, экономичность, пожаробезопасность.

Надежность РУ в значительной степени определяется схемой электрических соединений РУ; высоким качеством и правильностью выбора аппаратов; быстродействием релейной защиты и других автоматических устройств, эффективностью защиты от перенапряжений; наличием блокирующих устройств; правильной эксплуатацией, в частности регулярным проведением профилактических испытаний и ремонтов. Однако значительное влияние на надежность РУ оказывают также его конструкция и компоновка.

Удобство и безопасность обслуживания обеспечиваются соответствующим размещением аппаратов, разделением элементов оборудования защитными стенами или перекрытиями, созданием условий для визуальной проверки отключения разъединителей; применением разъединителей со стационарными ножами для заземления отключенных частей установки; блокировкой неправильных действий с разъединителями, применением защитных заземлений, а также соответствующей конструкцией и компоновкой РУ.

Требование экономичности следует понимать как стремление к минимальным затратам на сооружение РУ и минимальным издержкам на его эксплуатацию при условии обеспечения необходимой надежности и безопасности обслуживания. Все эти требования должны учитываться при проектировании РУ.

В современных условиях нет необходимости проектировать РУ каждой станции или подстанции как оригинальный новый объект. Ведущими проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ применительно к основным электрическим схемам, которые в настоящее время применяются на станциях и подстанциях. По мере необходимости разрабатываются новые более совершенные типы РУ. Типовые конструктивные решения служат основой при проектировании РУ конкретной электростанции или подстанции.

Окончательный выбор той или иной конструкции РУ производится на основании технико-экономического сравнения ряда нескольких вариантов компоновок.

К конструкциям РУ предъявляются следующие основные требования.

Нормальные условия работы электроустановки не должны создавать опасность для обслуживающего персонала и оборудования РУ, приводить к повреждению оборудования, возникновению КЗ и замыканий на землю. При аномальных условиях работы электроустановки должна быть обеспечена локализация повреждений, вызванных короткими замыканиями. При снятом с какой-либо цепи напряжении должны быть обеспечены безопасный осмотр, замена или ремонт элементов этой цепи без нарушения нормальной работы соседних цепей.

При напряжении выше 1000 кВ РУ должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами, которые обеспечивают заземление аппаратов и ошиновки без использования переносных заземляющих устройств. Заземляющие ножи окрашиваются в черный, а рукоятки их приводов – в красный цвет.

Разъединители 6 кВ и выше устанавливаются с одним или двумя стационарными заземляющими ножами, заблокированными с основными ножами.

Электрические соединения в РУ должны, как правило, выполняться из алюминиевых, сталеалюминиевых или стальных проводов, полос, труб и шин профильного сечения из алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м, а для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, – 1,9 м; размер ячейки сетки – не более 25 × 25 мм. Должны быть предусмотрены приспособления для запираания ограждений на замок.

Металлические конструкции РУ и подстанций, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций должны быть защищены от коррозии.

10.2. Комплектные распределительные устройства высокого напряжения

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения более надежной работы и безопасности обслуживания электрооборудования. Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, позволяет ускорить монтаж распределительного устройства, легко производится реконструкция и расширение электроустановки. Практически все конструкции КРУ напряжением 6–35 кВ обычно выполняются с воздушной изоляцией и одной системой шин. КРУ позволяют обеспечить компактное размещение электрических аппаратов РУ.

Современные тенденции в разработке и совершенствовании конструкций КРУ:

- уменьшение массо-габаритных показателей (иногда за счет поперечной относительно сборных шин установки коммутационных аппаратов);
- разделение внутреннего объема шкафов на функциональные отсеки (четыре в КРУ или два-три в КСО);
- применение оптоволоконных систем дуговой защиты в сочетании с клапанами сброса избыточного давления;
- использование выдвижных элементов кассетного типа;

- применение заземлителей с ручным или электрическим приводом с возможностью включения на ток КЗ;
- применение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, объединенных в SCADA-системы;
- применение индикатора наличия высокого напряжения (рис. 10.1).

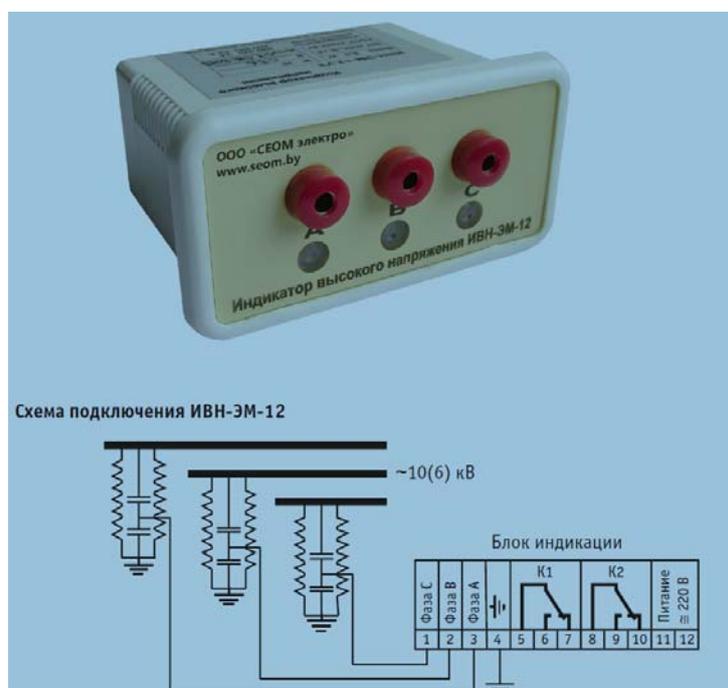


Рис. 10.1. Общий вид и электрическая схема индикаторов напряжения емкостного типа

Классификация КРУ:

По роду установки: для внутренней установки и для наружной установки (КРУН).

По условиям обслуживания: одностороннего и двухстороннего обслуживания.

По способу установки основного оборудования: стационарные (КСО); с выдвижным элементом (КРУ); компактные (с кассетным элементом).

По виду изоляции: с воздушной и элегазовой изоляцией.

По назначению: для промышленных, городских и сельских распределительных сетей, а также специального назначения (генераторные, экскаваторные, шахтные и др.).

В г. Гомеле производством КРУ занимаются следующие предприятия: «Ратон», «Завод «Энергооборудование», «Белэлектромонтаж».

Конструкции КРУ различаются в зависимости от типа и конкретной серии, но при этом обладают общими классифицирующими признаками.

Как правило, шкаф КРУ разделен на 4 основных отсека: 1 – релейный; 2 – отсек выключателя (выкатной тележки); 3 – сборных шин; 4 – линейный (кабельный) отсек.

В большинстве конструкций КРУ сборные шины размещаются в верхней части шкафа, за релейным отсеком. В релейном отсеке (3) располагается низковольтное оборудование: устройства РЗА, переключатели, рубильники. На двери релейного отсека, как правило, располагаются светосигнальная арматура, измерительные приборы, элементы управления ячейкой. В отсеке выключателя располагается силовой выключатель или другое высоковольтное оборудование (втычные контакты, предохранители, ТН). Чаще всего в КРУ это оборудование размещается на выкатном или выдвигном элементе. В линейном отсеке размещается кабельная разделка, измерительные трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ОПН.

В КРУ могут применяться обычные аппараты или специально предназначенные для КРУ, могут сочетаться и те и другие. Например, для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей – втычные контакты. КРУ с воздушной изоляцией изготавливаются напряжением 6–35 кВ.

На постсоветском пространстве производством КРУ занимается более 44 предприятий. При этом наряду с типовыми конструкциями разрабатываются и производятся новые более совершенные типы КРУ. Как правило, обозначение модулей КРУ имеет структуру, представленную на рис. 10.2.



Рис. 10.2. Структурная схема обозначения шкафов КРУ

Некоторые модели КРУ производятся на различных предприятиях по лицензии ведущих фирм.

Общий вид КРУ классической конфигурации (4 отсека) представлен на рис. 10.3.

Различные модификации серии КРУ К-104 (с нижним расположением сборных шин) производят заводы: электротехнический завод

«ЭКТА» (г. Иваново); Электра-Чебоксары; ЗАО «Электробалт» (г. Санкт-Петербург); ЗАО «Завод высоковольтного оборудования»; «Кемонт» (г. Усть-Каменогорск) и др.

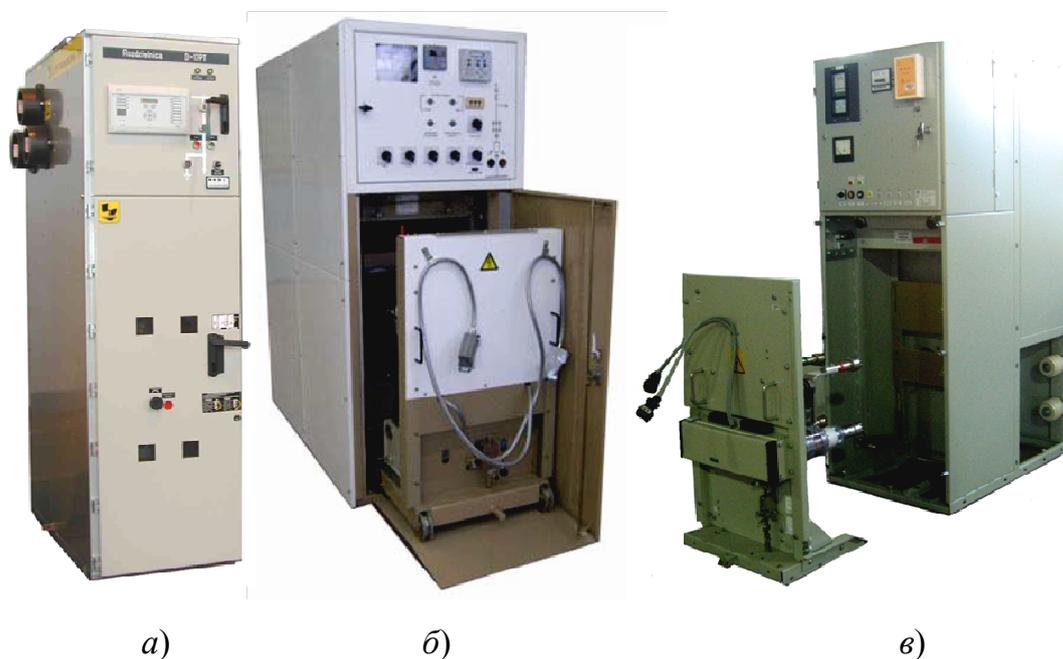


Рис. 10.3. Общий вид ячеек КРУ классической конструкции:
а – D-12-РТ («КРУЭЛТА», г. Санкт-Петербург);
б – Р/Бел («Ратон», г. Гомель); в – К-104М («ЭКТА», г. Иваново)

Устройство шкафа К-104М приведено на рис. 10.4.

Шкаф состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводом установлен на выкатной тележке 2. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным 16 и линейным 15 неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъединяющие контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка может занимать три положения:
рабочее – тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты;
испытательное – тележка в корпусе шкафа, но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты;
ремонтное – тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи.

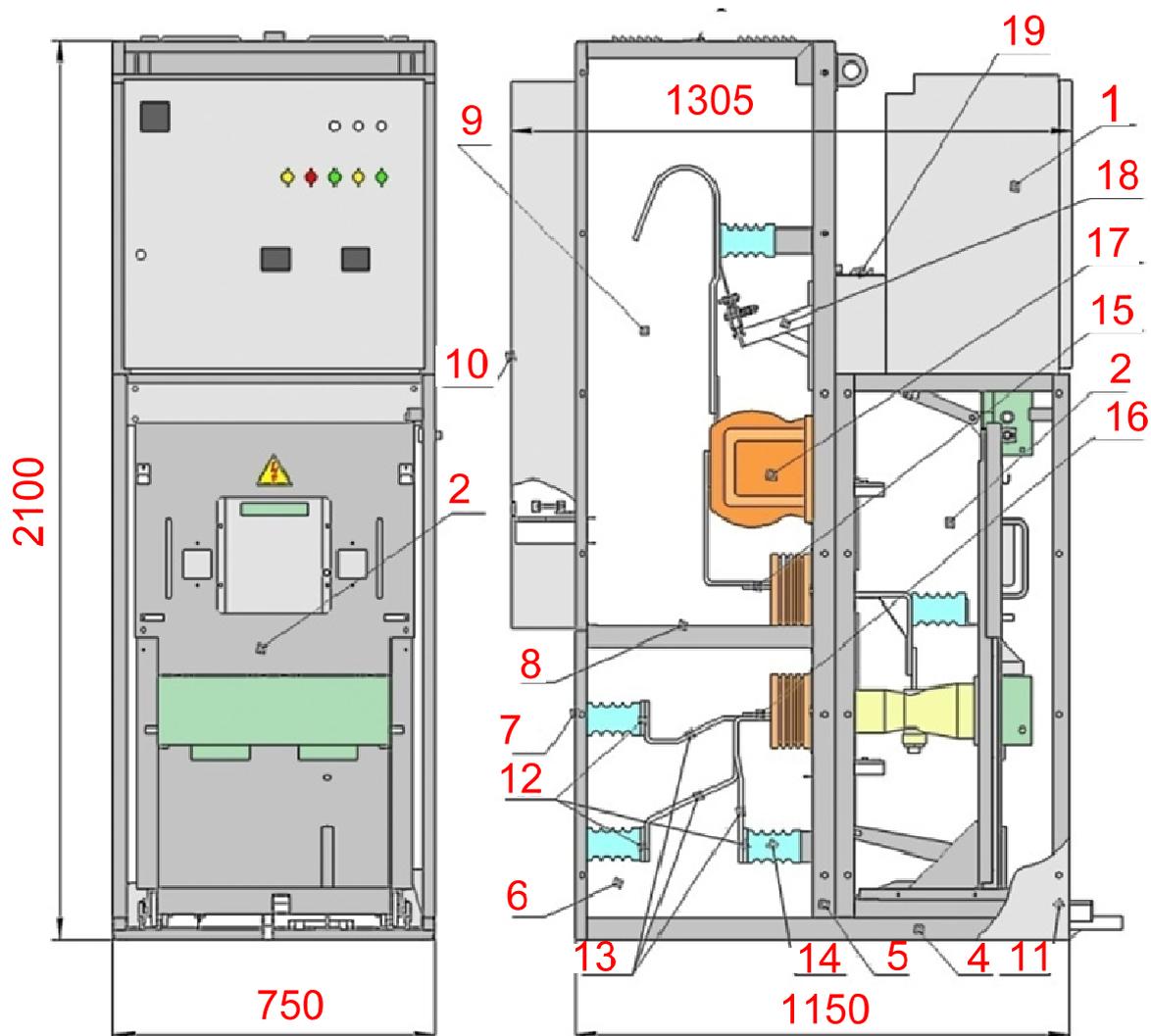


Рис. 10.4. КРУ-К104М:

1 – релейный отсек; 2 – отсек выключателя; 3 – выкатная тележка;
 4 – корпус шкафа; 5 – рама; 6 – отсек сборных шин; 7, 10, 11 – листы;
 8 – лист горизонтальный; 9 – линейный отсек; 12 – шины сборные;
 13 – отпайки; 14 – опорный изолятор; 15 – верхние неподвижные
 контакты; 16 – нижние заземляющие контакты; 17 – трансформаторы
 тока; 18 – заземляющий разъединитель; 19 – клапан

Отсек сборных шин расположен в нижней части шкафа. Над ним находится отсек кабельных присоединений, отделенный от СШ металлической или изоляционной перегородкой. В отсеке кабельных присоединений размещаются трансформаторы тока, заземлители и ограничители перенапряжения. Отсек выкатного элемента расположен перед отсеком сборных шин и электрически соединяется с ним и с отсеком кабельных присоединений через втычные контакты в проходных изоляторах. На тележке выкатного элемента могут размещаться вакуумный или элегазовый выключатель, трансформаторы напряжения с предохранителями. Отсек с аппаратурой РЗА, с приборами управления и сигнализации расположен над отсеком выкатного элемента, вторичные цепи которого соединяются с отсеком РЗА кабелями с разъемами, обеспечивающими размыкание электрических цепей при выкатывании тележки в ремонтное положение. Для предотвращения последствий дугового разряда предусмотрены разгрузочные клапаны (19).

Ряд конструкций КРУ выполняется с верхним расположением сборных шин (D12PT, «Гамма» и др.) или средним – КРУ/ТЭК-205/206.

При современной технологии проектирования заводы-производители КРУ предоставляют пронумерованный типовой набор главных схем ячеек КРУ, применение которых позволяет составить РУ требуемой конфигурации. В заявке на поставку имеется возможность выбора конкретных типов устанавливаемых выключателей и других аппаратов. В случае необходимости может быть изготовлена ячейка КРУ конфигурации, определенной заказчиком.

На рис. 10.5 приведен пример компоновки распределительного устройства 10 кВ шкафами Р/Бел «Ратон», на основании которой может оформляться заказ-заявка. В приведенной схеме установлены отдельно стоящие ячейки ТСН наружной установки (рис. 10.6).

В последние годы наблюдается тенденция в разработке и производстве новых типов малогабаритных комплектных распределительных устройств среднего класса напряжения.

Применение вакуумных выключателей позволяет значительно уменьшить размеры КРУ. В ряде конструкций компактных КРУ ширина уменьшена до 250–500 мм, стандартным размером является диапазон 750–1000 мм. Высота современных КРУ колеблется в диапазоне 2000–2300 мм, позволяющем персоналу обслуживать КРУ без специальных лесенок или подставок. Цифровые системы управления и защиты также способствуют уменьшению габаритов КРУ.

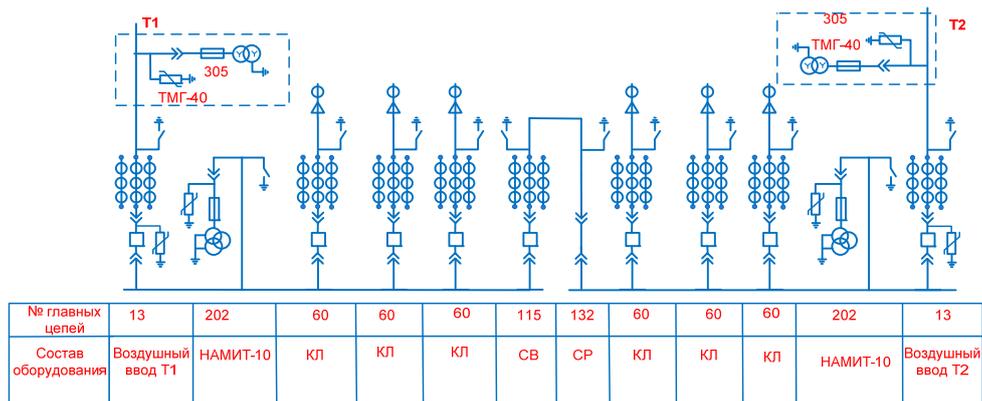


Рис. 10.5. Схема главных цепей РУ 10 кВ со шкафами Р/БЕЛ производства «Ратон»

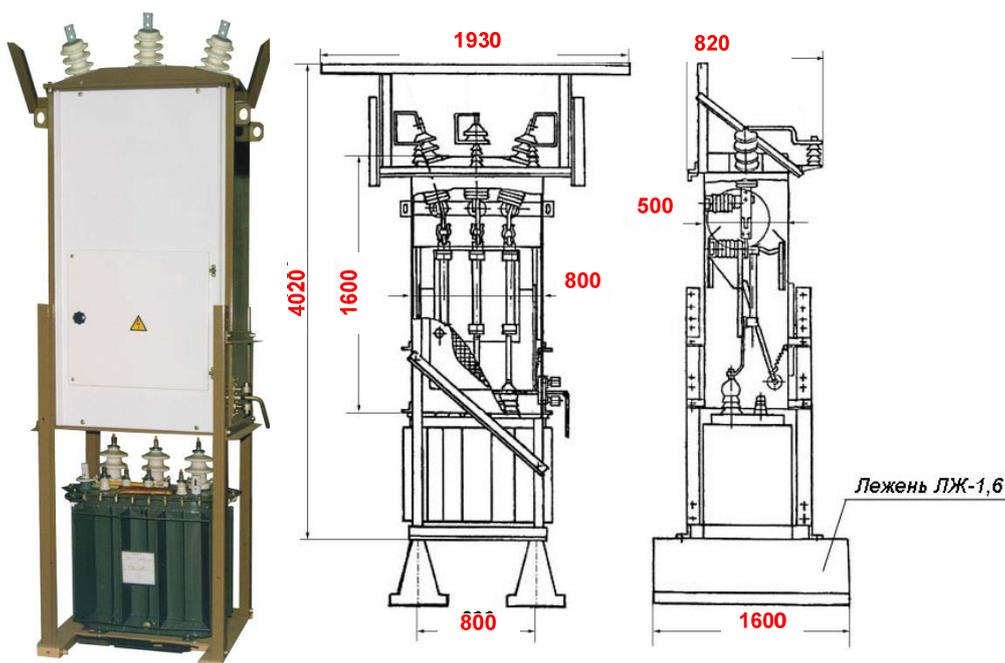


Рис. 10.6. Устройство ячейки ТСН с трансформаторами ТМГ 25-63 наружной установки

В современных конструкциях КРУ получили распространение новые подходы к использованию внутреннего пространства, при этом часто выключатель располагается в средней части шкафа КРУ. Шкаф при этом четко делится на три яруса: в нижней части располагаются кабели и трансформаторы нулевой последовательности, в средней – выключатель в т. н. «кассетном» исполнении; верхнюю часть традиционно занимает релейный отсек (рис. 10.7).

«Таврида-Электрик» выпускает компактные КРУ с кассетным элементом, отличающиеся минимальными габаритами. Уменьшение массо-габаритных показателей достигнуто поперечным расположением

ем полюсов выключателей и применением аппаратов специальной компактной конструкции. При этом ширина ячейки составляет около 250 мм. Типовые модули компактных КРУ «Таврида-Электрик» приведены на рис. 10.8.



Рис. 10.7. Комплексные распреустройства кассетного типа:
 а – компактное КРУ («Таврида-Электрик»);
 б – КРУ «Волга» («ПО Элтехника»); в – КРУ РТН («Ратон»)

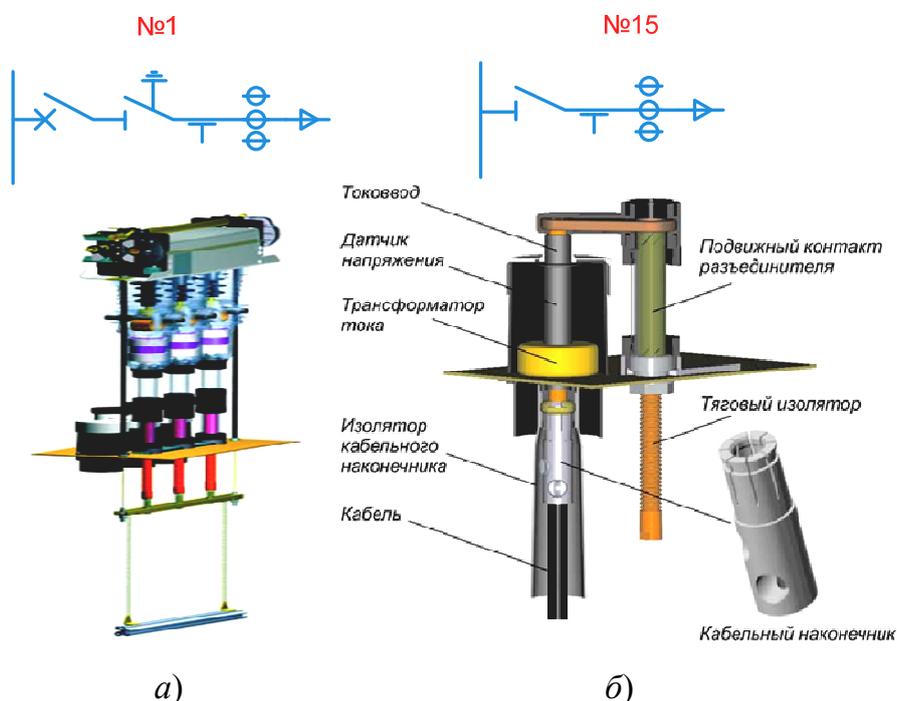


Рис. 10.8. КРУ/ТЕЛ с кассетным выдвижным элементом (КВЭ):
 а – модуль № 1 «выключатель с кабельным присоединением»;
 б – модуль № 15 «разъединитель-заземлитель с однокабельным присоединением»

Еще одним из направлений новых компактных конструкций КРУ является разработка кассетных шкафов с двухъярусным расположением оборудования. Это позволяет создавать шкафы КРУ на два присоединения в габаритах одной ячейки (рис. 10.9 и 10.10).

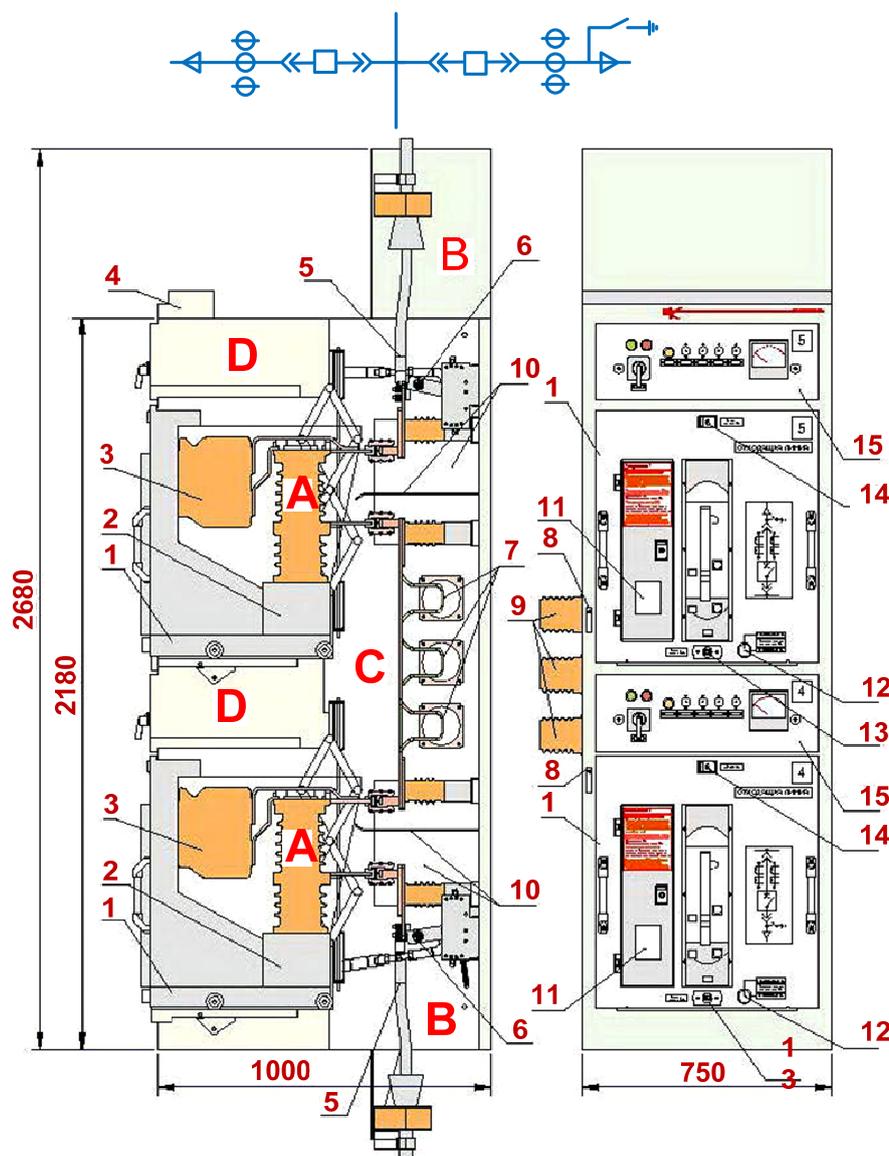


Рис. 10.9. Конструкция КРУ/ТЭК-205/206 «НПФ Техноэнергокомплекс» с двухъярусным расположением оборудования:

- A* – отсек кассетного выкатного элемента; *B* – отсек присоединений;
C – отсек сборных шин; *D* – отсек вторичных цепей: 1 – тележка высоковольтного выключателя; 2 – высоковольтный выключатель;
 3 – трансформаторы тока; 4 – лоток вторичных цепей; 5 – место присоединения кабеля; 6 – заземлитель; 7 – сборные шины; 8 – привод заземлителя; 9 – проходные изоляторы; 10 – изолирующие перегородки;
 11 – блок питания; 12 – фиксатор положения выключателя;
 13 – привод винта доводки тележки; 14 – замок тележки;
 15 – лицевая панель релейного отсека

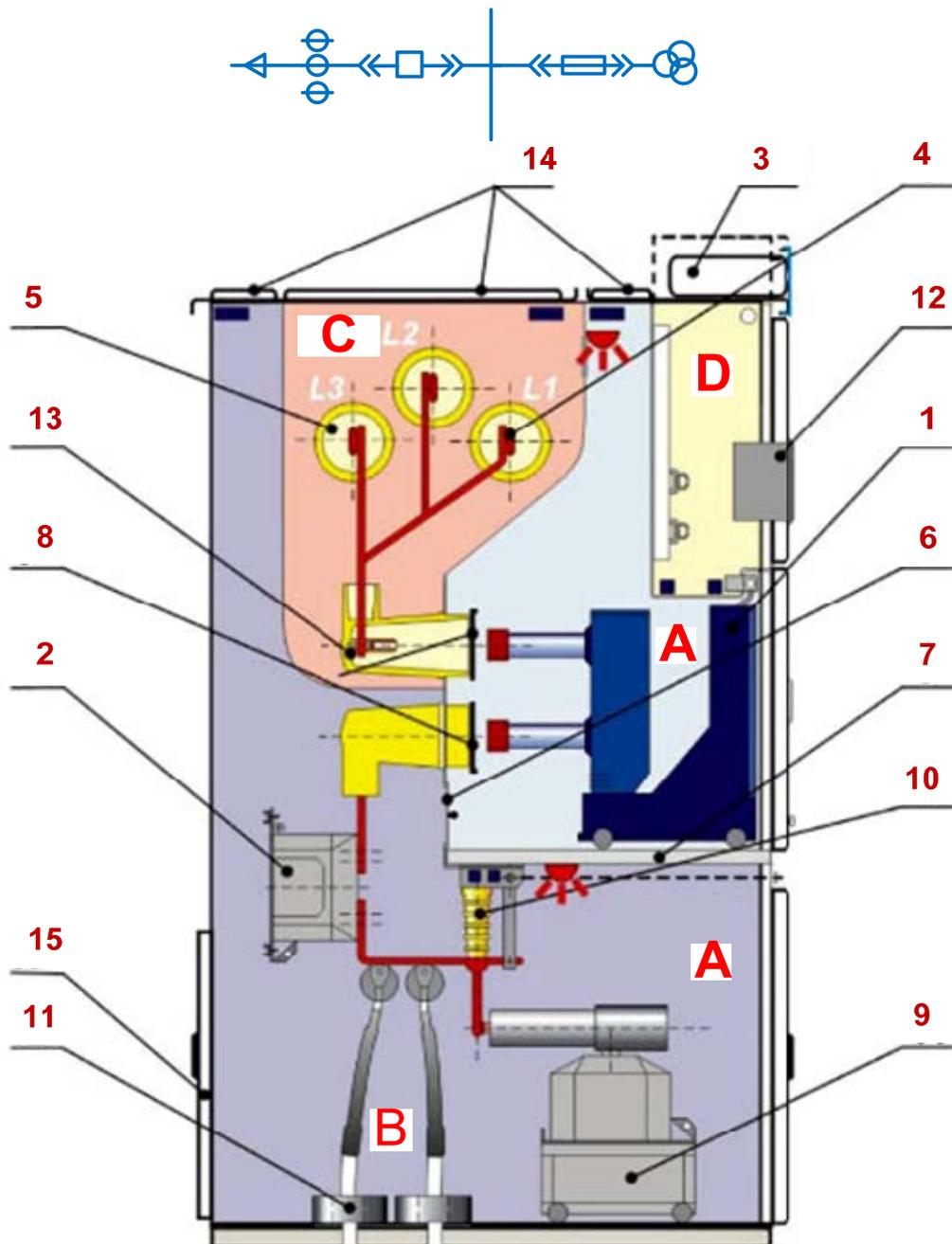


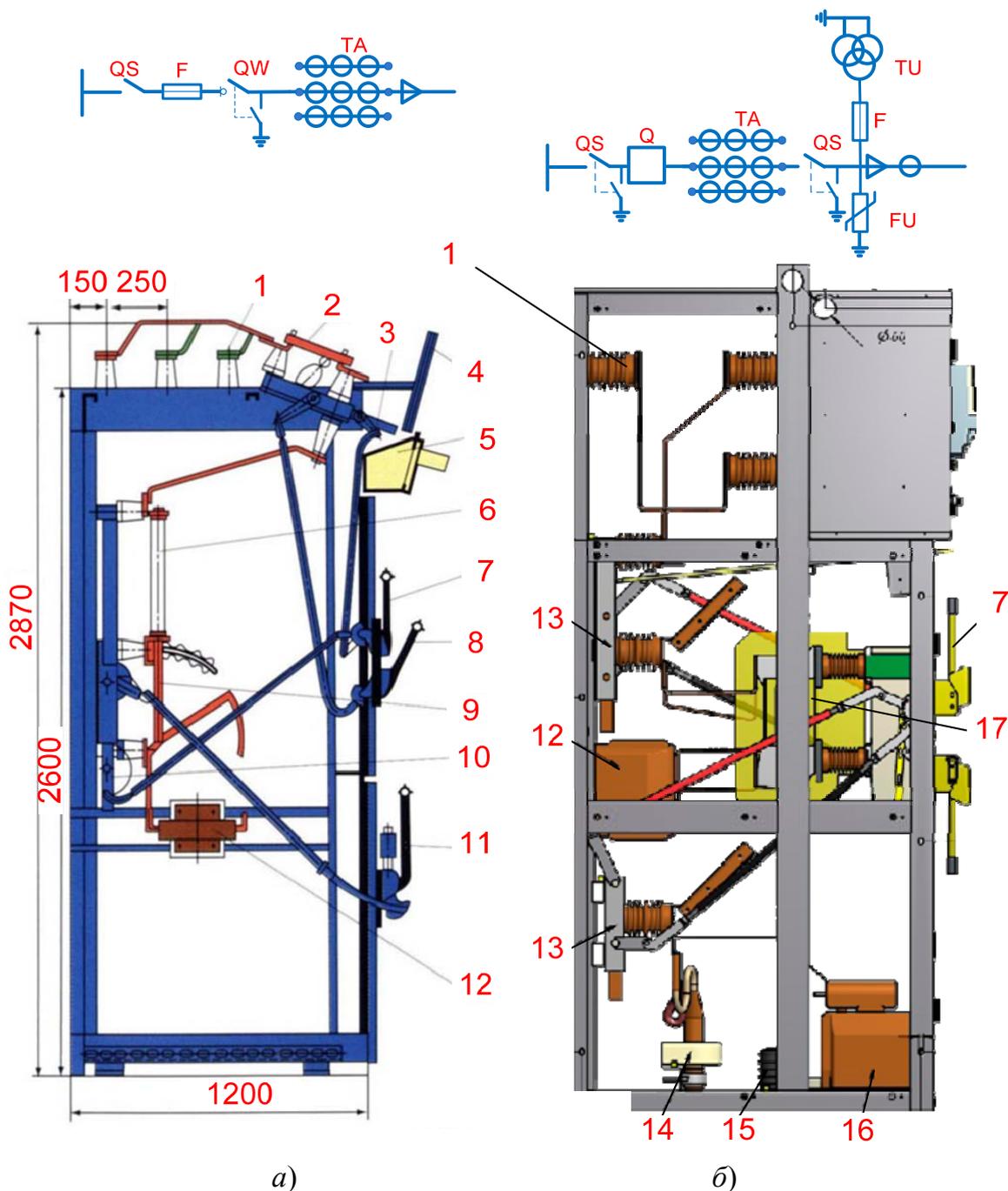
Рис. 10.10. Конструкция КРУ D-12PB «Белэлтика»:
 А – отсек касетного выкатного элемента; В – отсек присоединений;
 С – отсек сборных шин; D – отсек вторичных цепей: 1 – тележка
 высоковольтного выключателя; 2 – трансформаторы тока; 3 – лоток
 вторичных цепей; 4 – сборные шины; 5 – проходные изоляторы;
 6, 7 – перегородки между отсеками; 8 – подвижные металлические
 заслонки; 9 – трансформатор напряжения; 10 – заземлитель
 и емкостной датчик напряжения; 11 – трансформаторы тока нулевой
 последовательности; 12 – аппаратура РЗА; 13 – изоляторы;
 14 – клапаны безопасности; 15 – тыльные дверцы
 для двухстороннего обслуживания

Камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Среди шкафов КРУ отдельно выделяют камеры КСО (рис. 10.11). Основное отличие камер КСО от КРУ в открытом их исполнении: сборные шины проложены открыто сверху камеры. В типовых камерах КСО аппаратуру устанавливают только стационарно. Как правило, шкафы КСО имеют более простую конфигурацию, а в типовом наборе шкафов значительное количество модулей с выключателями нагрузки и предохранителями.

Камеры КСО применяются в системах городского электроснабжения, в распределительных сетях сельского назначения, для временного электроснабжения строительных площадок, а также для установки на подстанциях с простыми схемами главных соединений и малыми токами КЗ (до 20 кА). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности городской застройки).

Производством КСО на постсоветском пространстве занимается большое количество электротехнических предприятий. В настоящее время выпускаются 3 серии шкафов (№ серии – 1-я цифра после КСО) в различных модификациях. Для обозначения серий применяются также буквенные обозначения торговых марок: «Ива», «Кедр», «Онега» и др. При этом номер серии следует рассматривать как обозначение торговой марки, так как он не отражает какие-либо технические особенности конкретной модели.

Одной из новейших разработок является модель КСО-1-БЭМН «Белэлектромонтажналадка». Новая разработка позволит увеличить межремонтный период распределительных сетей за счет большей механической и коммутационной износостойкости, а также снизить их повреждаемость. Камеры КСО-1-БЭМН могут устанавливаться в сетях 6 (10) кВ с изолированной, заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью. Главной особенностью данной конструкции является применение вакуумных выключателей нагрузки с автоматическим моторным приводом. Это позволяет, в сочетании с устройствами телемеханики, дистанционно в автоматическом режиме выполнять переключения и локализовать повреждения. Применение вышеуказанных камер позволяет уменьшить перерывы в электроснабжении и снизить связанный с этим ущерб.



а) шкаф модуля КСО с выключателем нагрузки и предохранителем; б) модуль КСО 2-10: 1 – сборные шины; 2 – разъединитель; 3 и 10 – заземляющий нож; 4 – сетчатое ограждение ячейки; 5 – светильник; 6 – предохранитель; 7 – рукоятка привода заземляющих ножей; 8 – рукоятка привода разъединителя; 9 – выключатель нагрузки; 11 – рукоятка привода выключателя нагрузки; 12 – трансформатор тока; 13 – разъединитель; 14 – трансформатор тока нулевой последовательности; 15 – ОПН; 16 – трансформатор напряжения; 17 – выключатель

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН). Различают две основные разновидности конструкции КРУН: шкафы с закрытым коридором обслуживания и шкафы с открытой площадкой обслуживания. Более высоким техническим совершенством и удобствами в обслуживании обладают шкафы КРУН с закрытым коридором обслуживания. Современным направлением развития КРУН является применение контейнерных модулей, в которых могут устанавливаться шкафы выкатного типа (КРУ) или стационарные (КСО). Оболочка КРУН может выполняться из металлического профиля или «сэндвич»-термопанелей, в которых могут предусматриваться не только устройства обогрева, но и системы кондиционирования. Возможно применение однорядного и двухрядного расположения шкафов.

Производством шкафов КРУН 6–10 кВ традиционной конструкции типа К-59 и модифицированных «клонов» занимаются многие предприятия: «СЭЩ» (г. Самара); ЗАО «Промэнерго» (г. Чебоксары); «Кемонт» (г. Усть-Каменогорск); «Ратон» (г. Гомель (КРУН/Бел.)) и др. На рис. 10.12 приведены общий вид и конструктивная схема КРУН-К59.

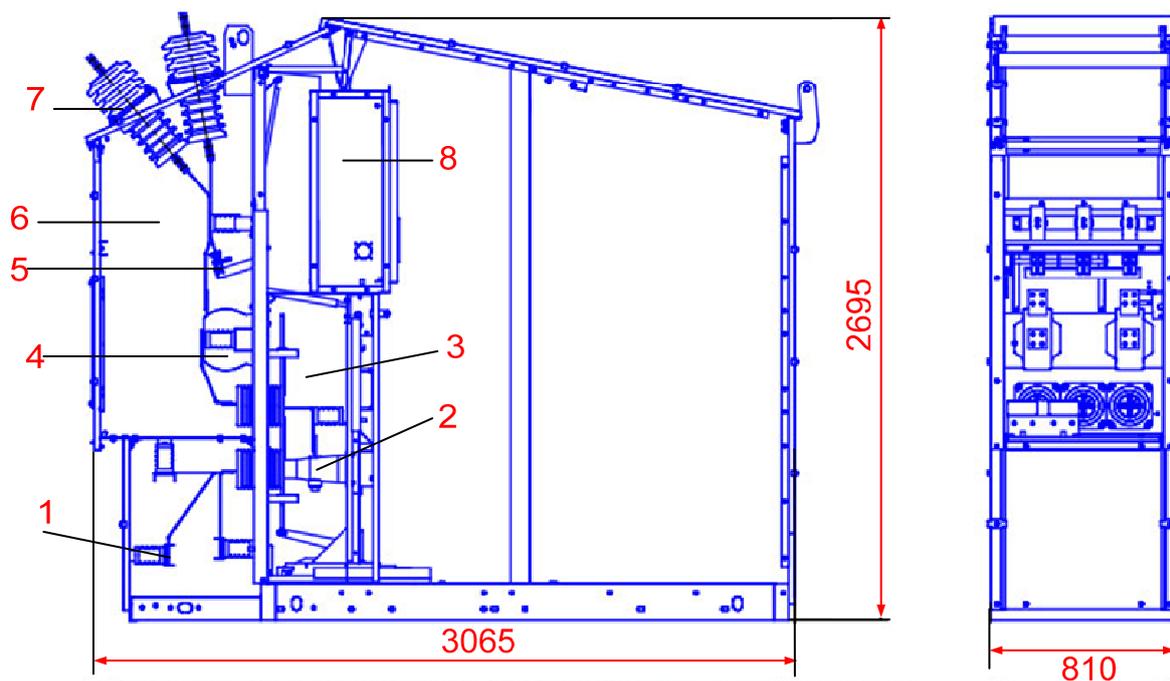


Рис. 10.12. Шкаф КРУН К59м:

- 1 – сборные шины; 2 – выключатель; 3 – отсек выкатного элемента;
 4 – трансформатор тока; 5 – разъединитель; 6 – линейный отсек;
 7 – проходной изолятор; 8 – релейный шкаф

На рис. 10.13 приведен внешний вид распределительного устройства из 6 шкафов КРУ/Бел («Ратон»). Предприятием предлагаются варианты со стационарным размещением аппаратов и на выкатных тележках. При этом в шкафах можно устанавливать следующие типы вакуумных выключателей: ВВ/TEL-10; ВБ-4; ВВЭ-М; VD4; ВР1; ВР2; ВБП.



Рис. 10.13. Общий вид распределительного устройства из 6 шкафов КРУ/Бел

Реклоузер. Реклоузеры представляют собой компактные ячейки наружной установки, требующие минимального обслуживания, оснащенные современными средствами релейной защиты и телемеханики (рис. 10.14). Реклоузеры называют также автоматическими пунктами секционирования (АПС) и пунктами секционирования столбовыми (ПСС). Они находят применение в распределительных сетях 6–35 кВ. В настоящее время существуют следующие модификации реклоузеров: закрытые реклоузеры, выполненные в виде металлического бокса; открытые реклоузеры на базе вакуумных выключателей наружного исполнения; пункты секционирования с коридорами обслуживания для северных регионов.

Конструктивно реклоузер состоит из следующих элементов: коммутационного модуля, трансформаторов тока встроенного типа, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжений, низ-

ковольтного шкафа контроля и управления, соединительного кабеля, монтажного комплекта.

Реклоузер предназначен для защиты, автоматизации и повышения надежности работы воздушных линий электропередачи распределительных сетей 6–35 кВ.



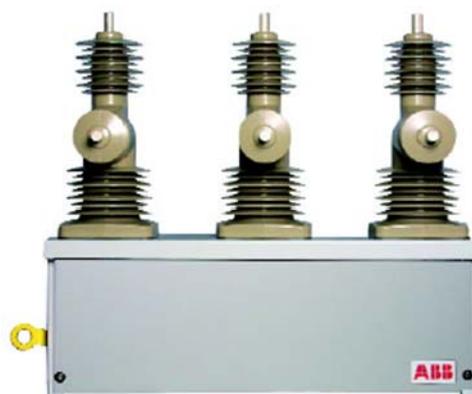
Вакуумный реклоузер РВА/ТЕЛ -10/12,5
«Таврида Электрик»



Вакуумный реклоузер 3AD
«Siemens»



Реклоузер закрытого типа
АПС-10-12,5



Реклоузер OVR «ABB»

Рис. 10.14. Реклоузеры различных фирм

Реклоузер выполняет следующие функции: защиту ВЛ в аварийных режимах; автоматическое секционирование электрической сети; отключение поврежденного участка сети в аварийных режимах; коммутацию участков сети в нормальных режимах; автоматические повторные включения (АПВ); автоматический ввод резерва (АВР).

В настоящее время выпускается достаточно большое количество КРУ с воздушной изоляцией на напряжение 35 кВ: Балтийское электромеханическое предприятие «БЭМП» производит КРУ-35 «Кедр»; ООО «Энергосоюз» – КУ-35; ЗАО «Электроцит» (г. Самара) – КРУ-35 СЭЩ-65; украинское предприятие «Электробудова» производит шкафы 35 кВ серии D-40 и др. На рис. 10.15 приведен модуль серии D-40 с выключателем.

Основные технические характеристики КРУ 6–35 кВ наиболее распространенных серий представлены в табл. 10.1.

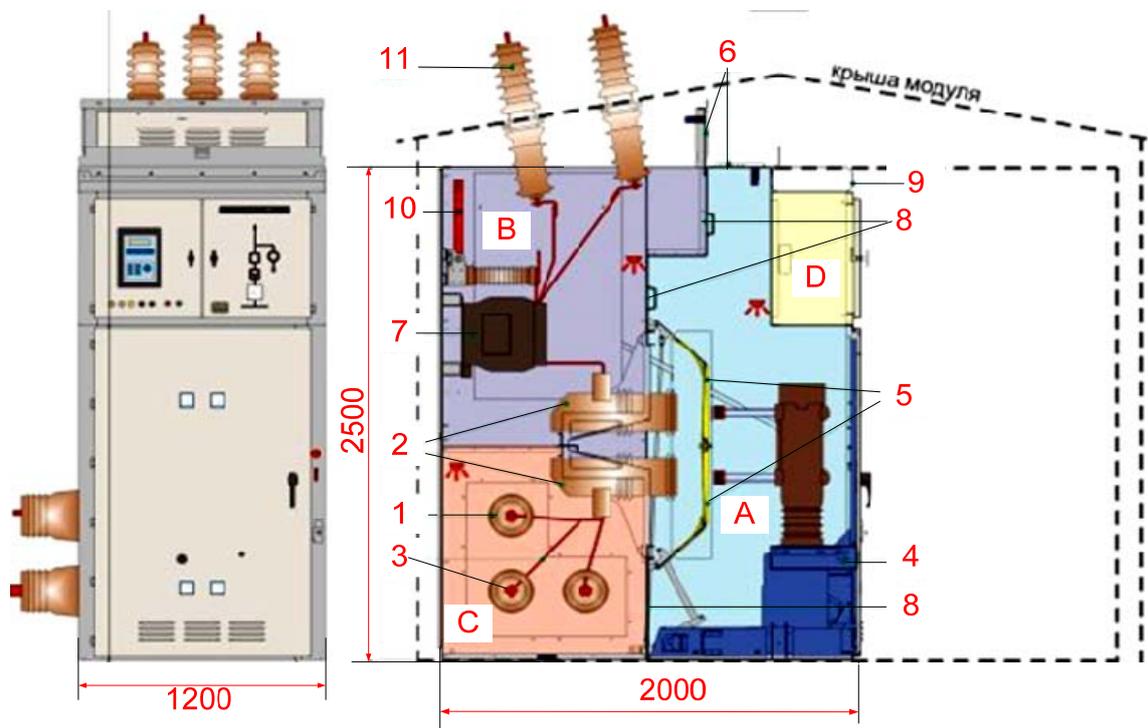


Рис. 10.15. Устройство КРУН-35 серии D-40 «Электробудова»:
 1 – проходные изоляторы сборных шин; 2 – проходные изоляторы контактного узла; 3 – сборные шины; 4 – выдвижной элемент;
 5 – подвижные металлические шторки; 6 – клапаны сброса избыточного давления; 7 – трансформаторы тока; 8 – съемные перегородки; 9 – лоток вторичных цепей; 10 – заземлитель;
 11 – проходные изоляторы

Таблица 10.1

Основные характеристики шкафов КРУ 6–35 кВ

Параметр	КРУ, серия							
	205/206; D-12	K104	РТН- Ратон	КРУ-ЭМ- 05М	КРУ/Тел	K-201	D-40	65/70- СЭЩ
$U_{\text{ном}}$, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	10	35	35	35
$I_{\text{ном}}$, А	630– 1600	630– 3150	630–3150	630–2500	400; 630	до 2500	630; 1250	1000; 1600
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	20; 25	до 40	20; 25; 31,5	16; 20; 25	16	до 40	16; 25	16; 20; 25
$I_{\text{тер.ст}}$, 3с	20; 25	40	20; 25; 31,5	16; 20; 25	16	до 40	25	25
$I_{\text{дин.ст}}$, кА	51; 64	до 80	51; 64; 81	41; 51; 64	41	до 100	до 64	65

Таблица 10.2

Технические характеристики шкафов КСО 6, 10 кВ

Параметр	КСО, серия							
	КСО-1-БЭМН	К104	КСО-2-10	КСО-366	КСО-394М	КСО-ЭМ-09-М	КСО-«Онега»	КСО-«Ива»
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10
$I_{\text{НОМ}}$, А	400; 630	630–3150	630; 1000	400; 630	400; 630	630; 1000	630; 1250	630; 1000; 1250
$I_{\text{НОМ.ОТК}}$, кА	16; 20	до 40	20	630	630	20	16, 25	12,5; 20; 25
$I_{\text{Тер.СТ}}$, 3с	16; 20	40	20	10/1с	16/1с	20	25	25/1
$I_{\text{ДИН.СТ}}$, кА	41; 51; 64	до 80	51	25	25	51	до 64	до 51

Таблица 10.3

Основные характеристики шкафов КРУН 6–35 кВ

Параметр	КРУН, серия							
	К-59	КРУ/Бел	КНВ-10	КРН-IV-10	КРУН-СВЛ	КРУН-35-RXD	КРУН-35-D40	КРУН-35-«Кедр»
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	35	35	6; 10
$I_{\text{НОМ}}$, А	1000–3150	1600–3150	1000–3150	400; 630	400; 630	630–1250	630; 1250	1250
$I_{\text{НОМ.ОТК}}$, кА	20; 31,5	до 31,5	до 31,5	12,5; 20	12,5	16; 20; 25	25	25; 31,5
$I_{\text{Тер.СТ}}$, 3с	до 31,5	до 31,5	до 31,5	10/1с	12,5/1с	16; 20; 25	25	25; 31,5
$I_{\text{ДИН.СТ}}$, кА	51; 81	51; 81	51; 81	32; 51	20; 32	40; 51; 63	63	63; 80

Элегазовые КРУ. При напряжениях 35 кВ и выше находят применение КРУ с изоляцией из элегаза. Все ведущие электротехнические фирмы производят ЭКРУ. «Siemens» выпускает элегазовые КРУ напряжением до 800 кВ.

Отличительными особенностями таких РУ в первую очередь являются: экономичность; высокая эксплуатационная надежность; высокая степень герметичности; большой срок эксплуатации; низкие эксплуатационные расходы.

Элегазовые КРУ могут устанавливаться под открытым воздухом, так и в зданиях.

Экономичность и гибкость

С помощью ЭКРУ можно создать любую общепринятую конфигурацию подстанции за счет использования компактных стандартизи-

рованных модулей. Так, например, одна ячейка с воздушной изоляцией может быть заменена двумя ячейками ЭКРУ, причем с экономией места! Снижение эксплуатационных расходов, минимальный объем технического обслуживания и длительный срок службы оборудования также способствуют снижению затрат на РУ. Поставка устройства в виде собранных и испытанных на заводе-изготовителе узлов обеспечивает его легкий монтаж и ввод в эксплуатацию. Кроме того, ЭКРУ легко адаптируется к существующей системе управления и защиты на любой элементной базе. Это позволяет гибко и без лишних затрат интегрировать ЭКРУ в типовые схемы подстанции.

Безопасность и надежность эксплуатации

Закрытая конструкция обеспечивает отсутствие контакта обслуживающего персонала с цепями, находящимися под напряжением. Трехпозиционные разъединители-заземлители устанавливаются на шинах и отходящих фидерах. Это обеспечивает безопасное отключение и заземление секций РУ. Заземлители отходящих фидеров могут быть заменены надежными короткозамыкателями. Таким образом, отпадает необходимость в разборке перемычек шин для изолирования секций и использовании переносных заземляющих ножей. Разрывные диафрагмы и устройства направленного сброса давления гарантируют взрывобезопасность конструкции. Размещение ячеек на одном уровне обеспечивает простую компоновку РУ. Использование ЭКРУ обеспечивает не только безопасность обслуживающего персонала, но и дает защиту от актов вандализма.

Сокращение сроков реконструкции и уменьшение занимаемой площади

Для ЭКРУ требуется только половина площади, занимаемой аналогичным распределительным устройством с воздушной изоляцией. А благодаря его структуре, состоящей из небольших компактных ячеек, для установки требуется лишь несколько фундаментов. Строительные работы сведены до минимума, так что даже в горной и скалистой местности монтаж не создает проблем. Основную часть работ по модернизации РУ можно выполнить непосредственно на действующем объекте. Отключения участков распределительного устройства, не подлежащих замене, выполняются на очень короткий промежуток времени. Это минимизирует время простоя РУ, что помогает снизить инвестиционные затраты и обеспечить быстрый ввод в эксплуатацию.

Безопасность для окружающей среды

Окружающая среда также выигрывает от использования ЭКРУ. Механизмы устройства не требуют масел. Высокоэффективная герметизация корпуса исключает загрязнение окружающей среды. Длительный срок службы и малая занимаемая площадь помогают экономить природные ресурсы.

Таблица 10.4

Технические характеристики шкафов ЭКРУ 10–35 кВ

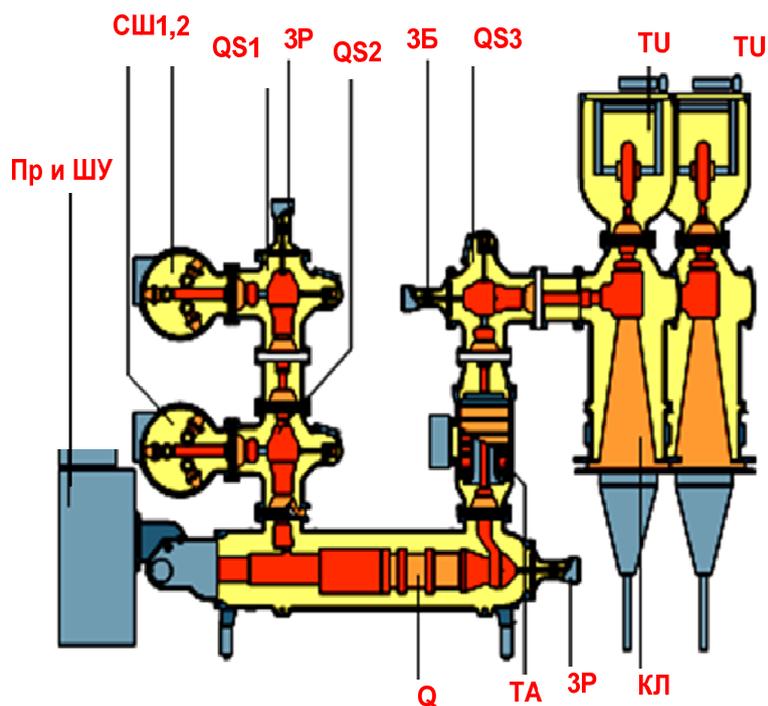
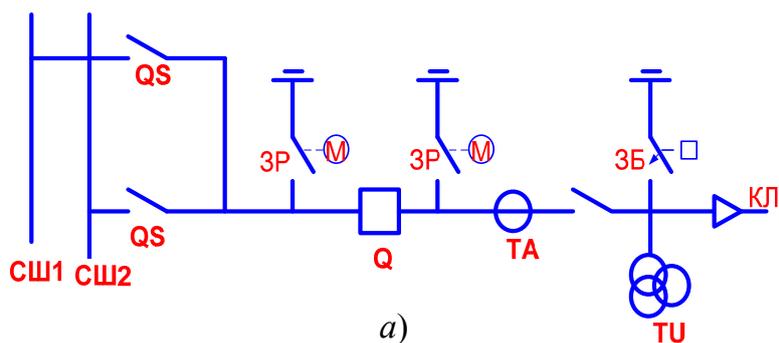
Параметр	ЭКРУ, серия							
	8DA/ 8DB	АББ- HECPS	ЭКРУ- Альстом- FKG	ЭГРУ- Альстом- FKG1	Аль- стом- GHA	КУ- 35С	NX PLUS	8DA/8DB
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	12	25,3	24	27,5	35	35	35	35
$I_{\text{НОМ}}$, А	5000	13500	9500	9500	2500	1250, 2500	2500	5000
$I_{\text{НОМ-ОТК}}$, кА	40	100	80	До 160	31,5	31,5	31,5	40
$I_{\text{Тер-СТ}}$, Зс	40	100	80	До 160	31,5	31,5	31,5	40
$I_{\text{ДИН-СТ}}$, кА	104	300	220	440	80	81	80	104

Состав ячеек ЭКРУ может быть различным в зависимости от конкретных условий. Например, один из вариантов ячейки ЭКРУ класса напряжения 220 кВ содержит выключатель, два разъединителя-заземлителя, ТТ, сборные шины, ТН, шинопровод и два кабельных ввода высокого напряжения. Возможно применение герметизированного ввода типа «воздух–элегаз» для соединения с ВЛ. Оболочки отдельных элементов связаны между собой с помощью фланцев, токоведущие части – с помощью вставных контактов. Наиболее ответственный и наиболее крупный элемент ячейки ЭКРУ – выключатель. Как правило, выключатель определяет габаритные размеры ячейки. Различают конструкции ячеек ЭГРУ с вертикальным и горизонтальным расположением выключателя. Все используемые в настоящее время выключатели ЭКРУ – автокомпрессионного типа.

Особенности проектирования, испытаний и эксплуатации оболочек ЭКРУ

Горение дуги в замкнутой оболочке ЭКРУ (после пробоя изоляции) при эксплуатации может вызвать разрушение оболочки и аварию ЭКРУ. Поэтому в ЭКРУ предусматриваются различные меры защиты для ограничения воздействия дуги и предотвращения

разрушения оболочки: деление ЭКРУ на отсеки, введение предохранительных мембран (или клапанов), ограничение времени горения дуги с помощью релейной защиты. В дугогасительной камере элегазового выключателя используется автокомпрессионный принцип гашения дуги. Современные конструкции элегазовых выключателей требуют небольших механических усилий для операций включения и отключения. Вследствие этого они потребляют небольшие токи и мало энергии на производство коммутаций.



б)

Рис. 10.16. Элегазовое КРУ-245 кВ с двумя системами сборных шин фирмы «Siemens» 8DN9: Q – силовой выключатель; Пр и ШУ – пружинный привод с системой управления выключателем; QS1-QS3 – разъединители; ЗР – рабочий заземлитель; ЗБ – быстродействующий заземлитель; ТА – трансформатор тока; ТУ – трансформатор напряжения; КЛ – кабельная линия

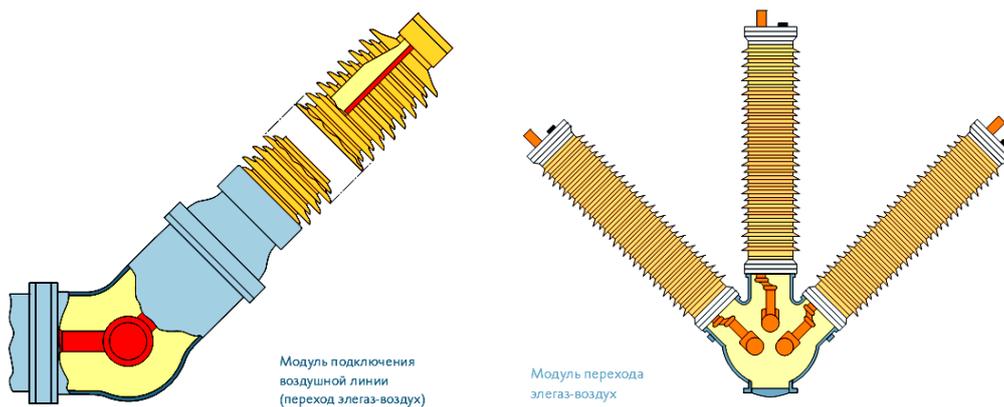


Рис. 10.17. Модуль подключения воздушной линии (переход «элегаз–воздух»)

Модуль «элегаз–воздух» используется для перехода от газоизолированных цепей к цепям РУ с воздушной изоляцией или воздушным линиям электропередачи. Модуль представляют собой комбинацию угловых модулей (рис. 10.18) и вводов «элегаз–воздух». Общая длина изоляторов, форма поверхности и длина пути утечки разрабатываются с учетом требований к изоляции, требуемого изоляционного промежутка и степени загрязнения. Расположение и угол расхождения изоляторов выводов должны выбираться с учетом общей компоновки РУ при проектировании.

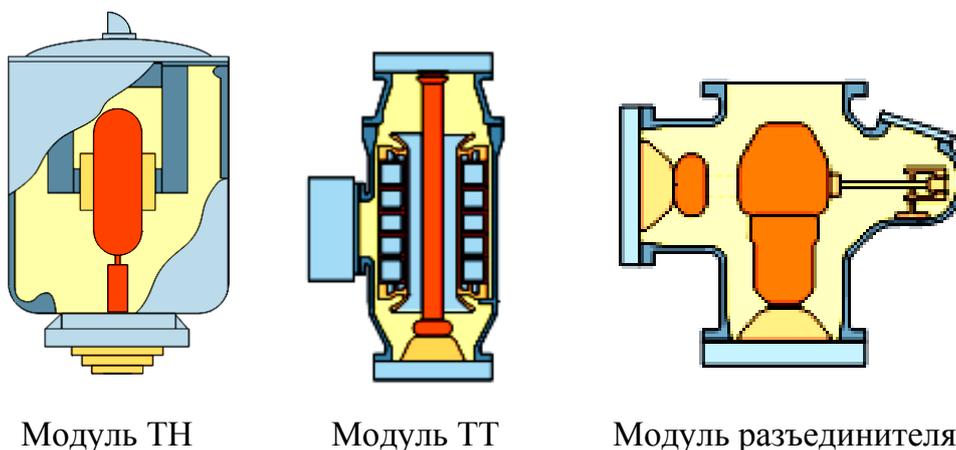


Рис. 10.18. Модули измерительных трансформаторов и разъединителя

Как правило, в КРУЭ применяются индуктивные трансформаторы тока с однополюсной изоляцией. Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя.

Но при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

Модуль трансформатора напряжения

Индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из: первичной одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе и обмотки стального сердечника. Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к РУ реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе. Вторичные подключения выведены из корпуса на клеммный шкаф через газонепроницаемую вводную плиту.

Модуль разъединителя

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между компонентами КРУЭ с различным потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и его компонентов и применяются для секционирования сборных шин и отключения отходящих линий. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка. Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В зависимости от расположения РУ этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в некоторых случаях и общий с соседними модулями КРУЭ датчик контроля давления элегаза.

Пример модернизации РУ-110 кВ, выполненного по мостиковой схеме с тремя выключателями (№ 110-5АН) на элегазовое РУ, приведен на рис. 10.19.

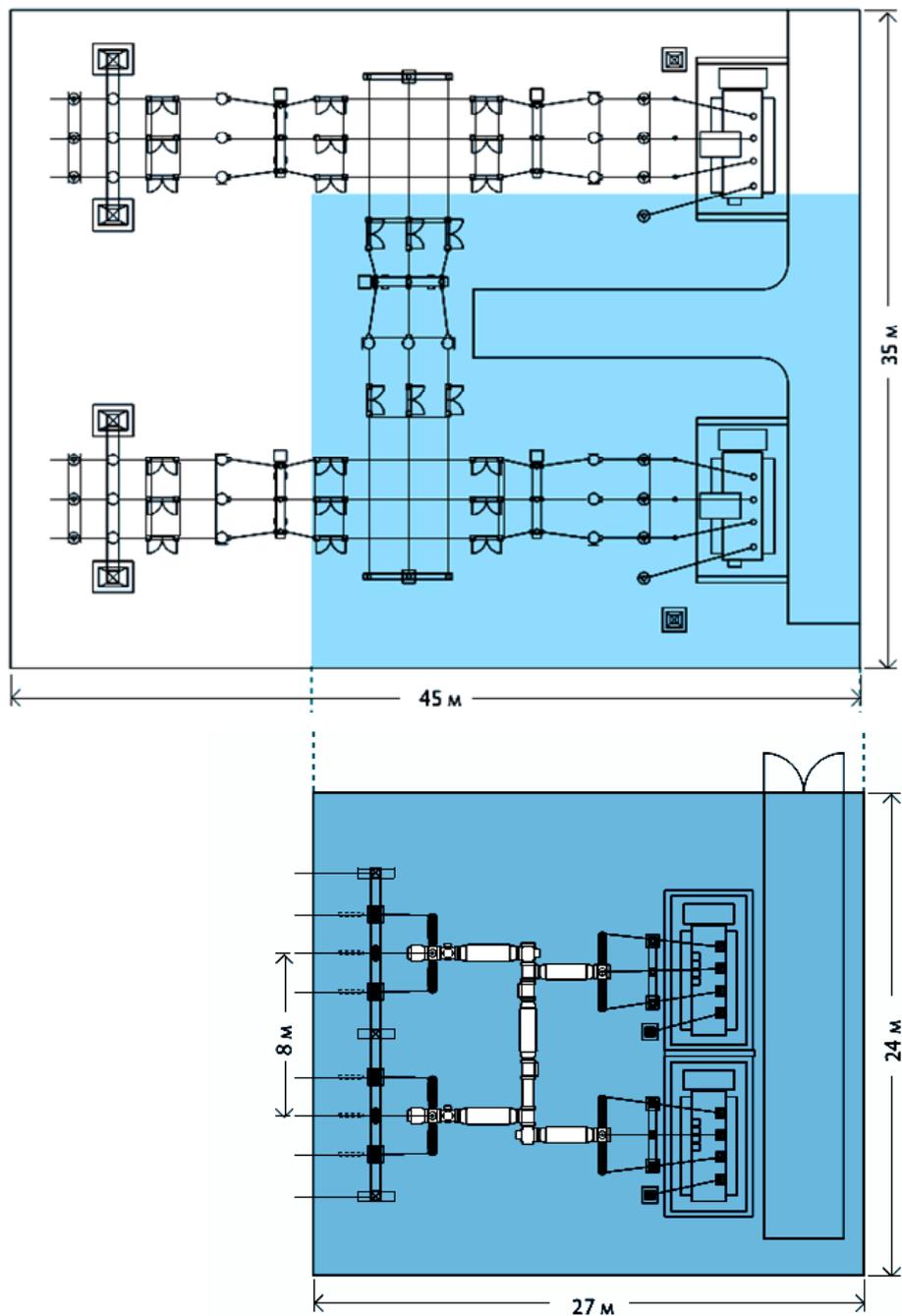


Рис. 10.19. Пример замены ОРУ-110 кВ на элегазовое КРУ

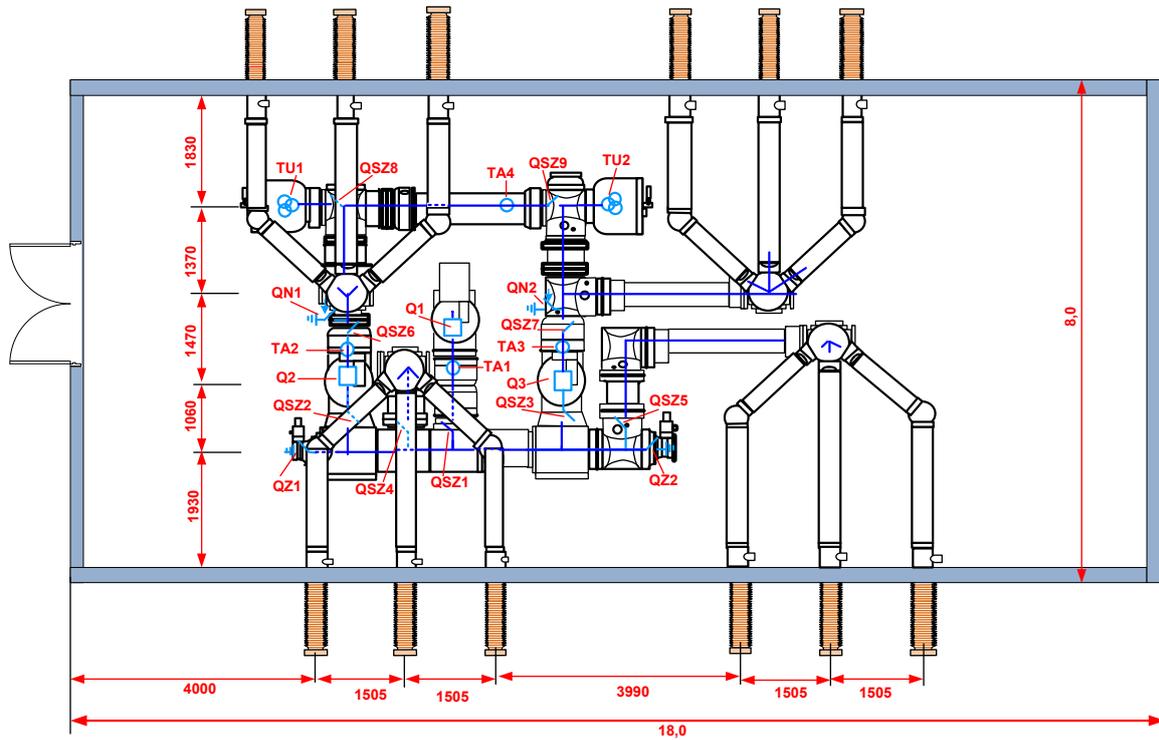


Рис. 10.20. План элегазового КРУ-110 кВ «8DN8-SIEMENS» закрытого типа, выполненного по схеме 110-5Н – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»: Q – выключатели; QSZ – разъединители-заземлители; QZ – заземлители; QN – короткозамыкатель; TA – трансформаторы тока; TU – трансформаторы напряжения

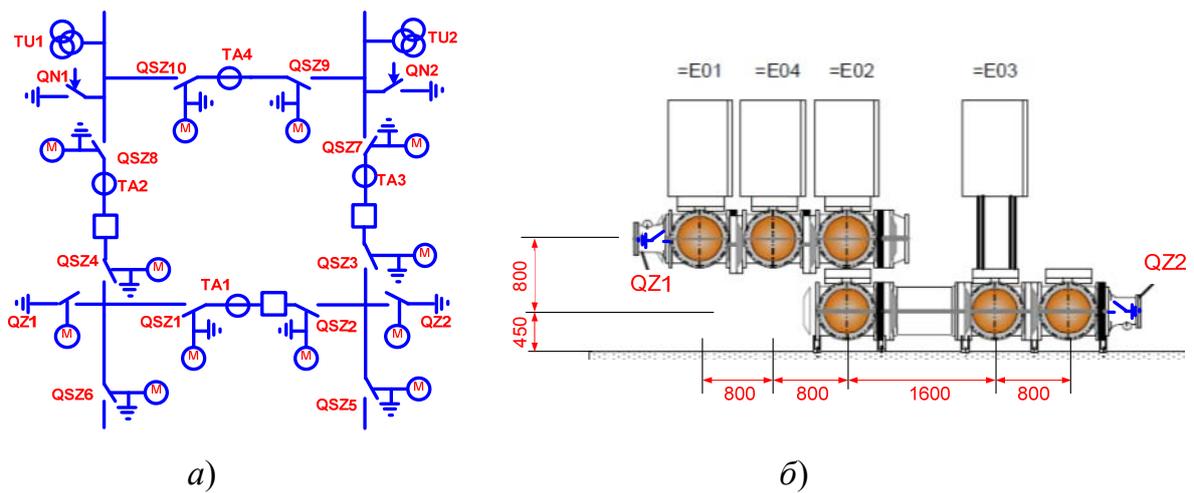


Рис. 10.21. Элегазовое КРУ-110 кВ (схема 110-5Н): a – электрическая схема; b – сечение «X-X»

10.3. Модульные распределительные устройства

Модульные конструкции РУ получили распространение для напряжений 35–220 кВ.

Комплектные модульные конструкции РУ позволяют существенно сократить сроки и затраты на строительство, а также уменьшить площадь, занимаемую подстанцией. Уменьшение размеров РУ достигается применением жесткой ошиновки, а также применением опорных конструкций для оборудования в виде компактных и механически устойчивых модулей заводского изготовления, оптимизированных для конкретных электрических схем РУ. Опорные конструкции, как правило, адаптированы для типовых аппаратов ведущих фирм в соответствии с требованиями ПУЭ. При разработке конструкций РУ могут применяться типовые модули для высоковольтных аппаратов, представленные на рис. 10.22–10.32.

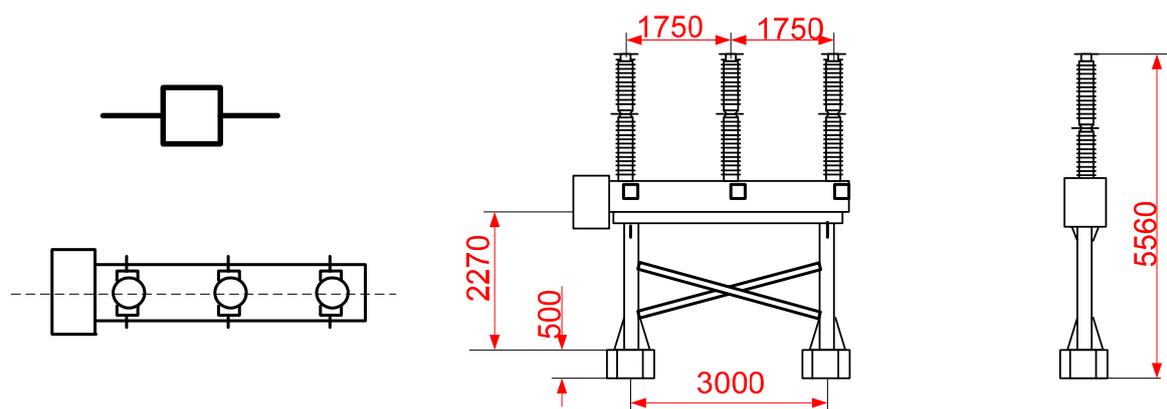


Рис. 10.22. Колонковый выключатель 110 кВ: ВГТ-110; LTB-145 («ABB»); S1-123 («AREVA T&D»); 3AP-123 («Siemens»)

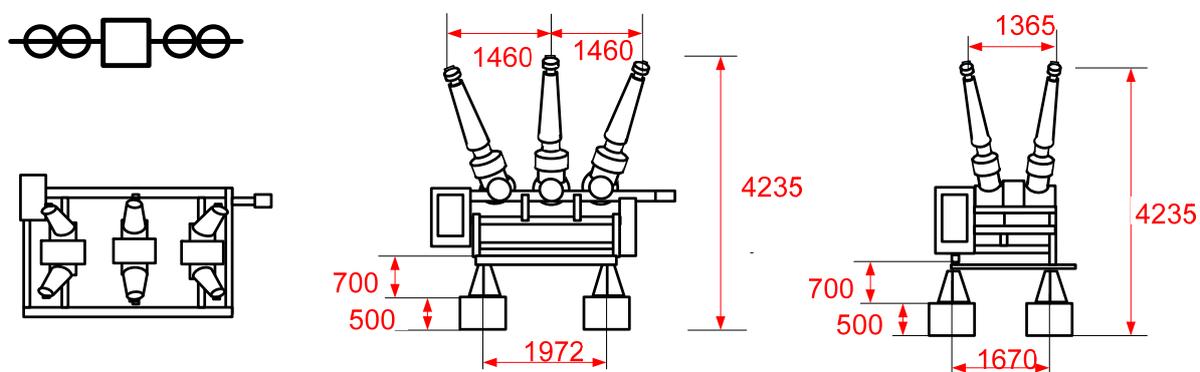


Рис. 10.23. Бакковый выключатель 110 кВ (количество встроенных трансформаторов тока может определяться заказчиком): ВЭБ-110; PM-145 («ABB»); DT-145 «AREVA T&D»; 3AP1DT-145 «Siemens»

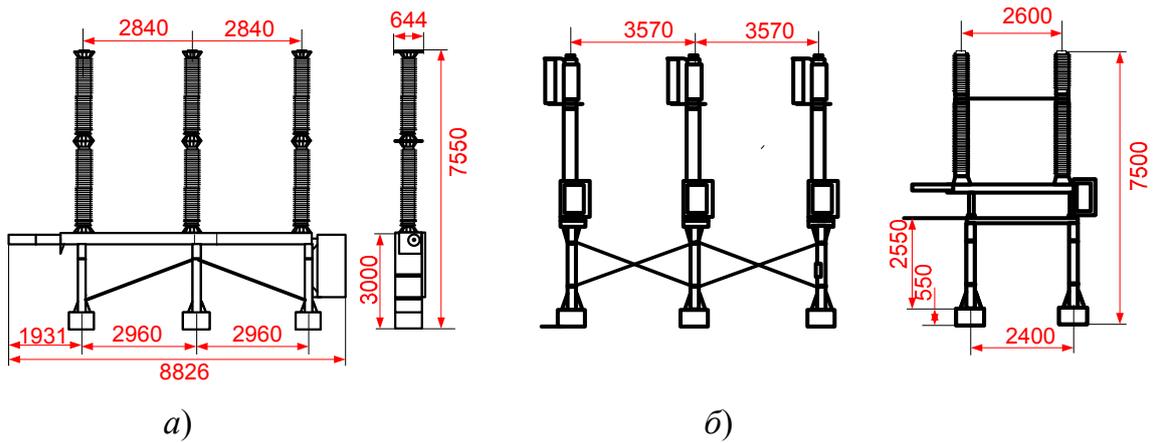


Рис. 10.24. Колонковые выключатели 220 кВ:
 а – ВГТ-1А1-220; б – НРЛ-245 («ABB»); ВГТ-220 (ОАО «УЭТМ»)

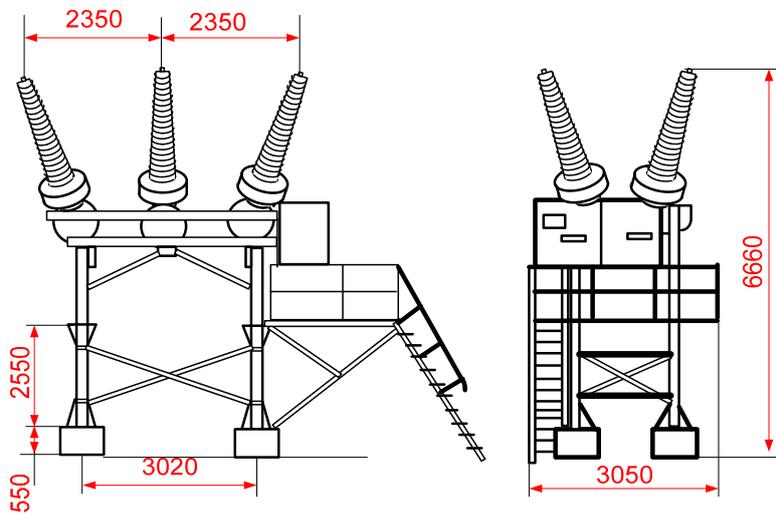


Рис. 10.25. Бакковый выключатель 220 кВ:
 РМ 245 («ABB»); РМР(Г)-242 (ABB); HGF 1014 («AREVA T&D»);
 3AP1 DT-245 («Siemens»)

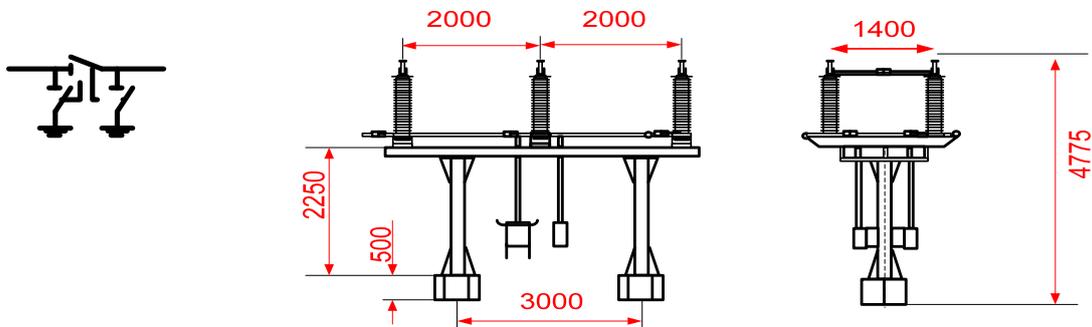


Рис. 10.26. Разъединитель 110 кВ: РПД-110; РГП СЭЩ-110; РГ-110;
 РДЗ-110; РГНП-110; РГН-110; РГП-110; SGF-123 («ABB»);
 DBF-123 («Siemens»); D300 («AREVA T&D»)

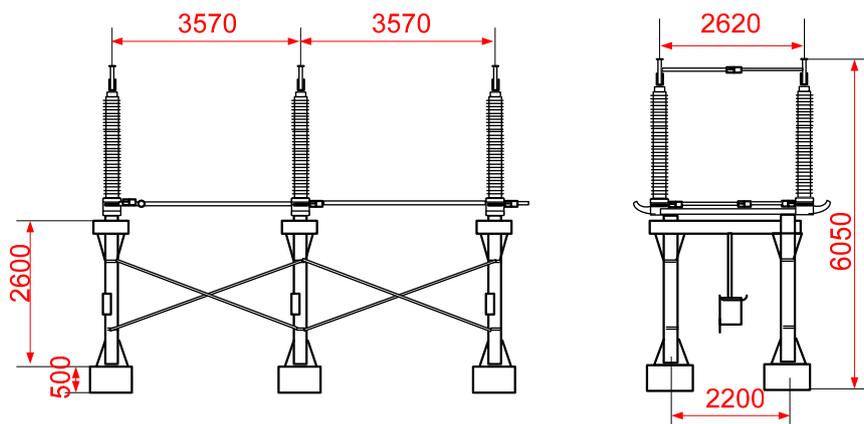


Рис. 10.27. Разъединитель 220 кВ:
SGF 245 («ABB»); РГНП-220 (ЗАО «ЗЭТО»);
S2DA 245 («AREVA T&D»); D8F2(4)-245 («Siemens»)

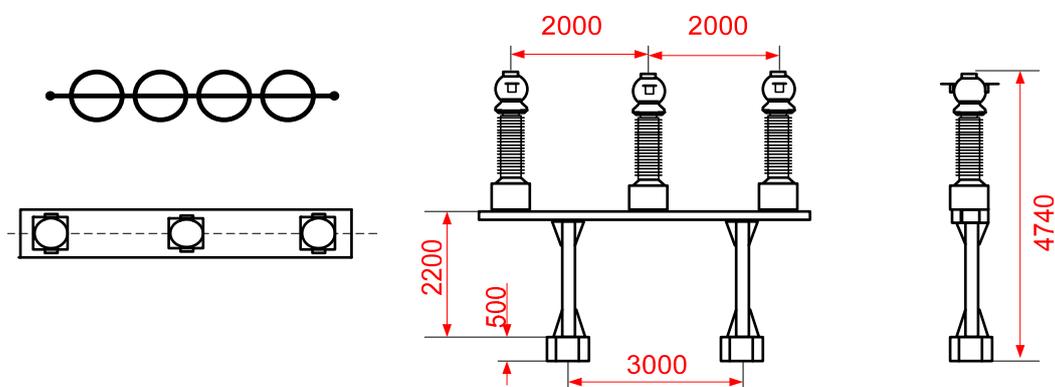


Рис. 10.28. Трансформатор тока 110 кВ (количество вторичных обмоток может уточняться заказчиком):
ТГФ-110; ТОГ-110; ТФЗМ-110; ТГ-145N; ТРГ-110;
СТН-123 («AREVA T&D»); ТФМ-110; JOF123 («Siemens»);
ТБМО-110; ИМВ123 («ABB»)

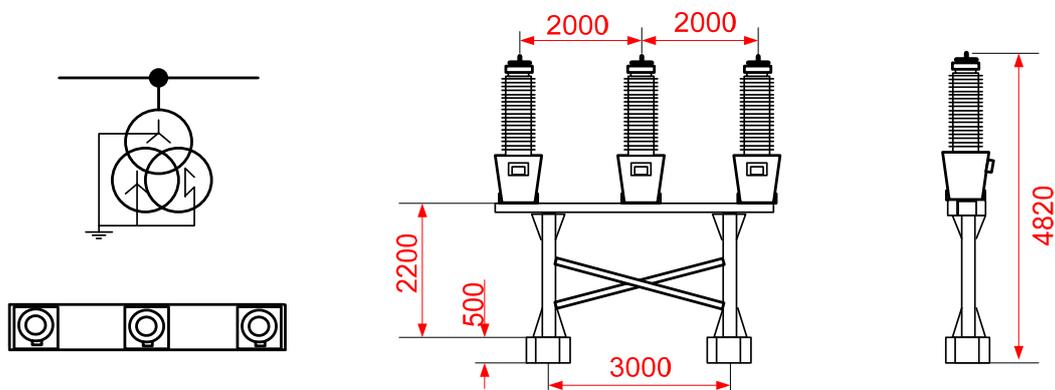


Рис. 10.29. Трансформатор напряжения 110 кВ:
НАМИ-110; НКФ -110; ССВ-123 («AREVA T&D»);
EQF-123 («Siemens»); СРА(В)-123 («ABB»)

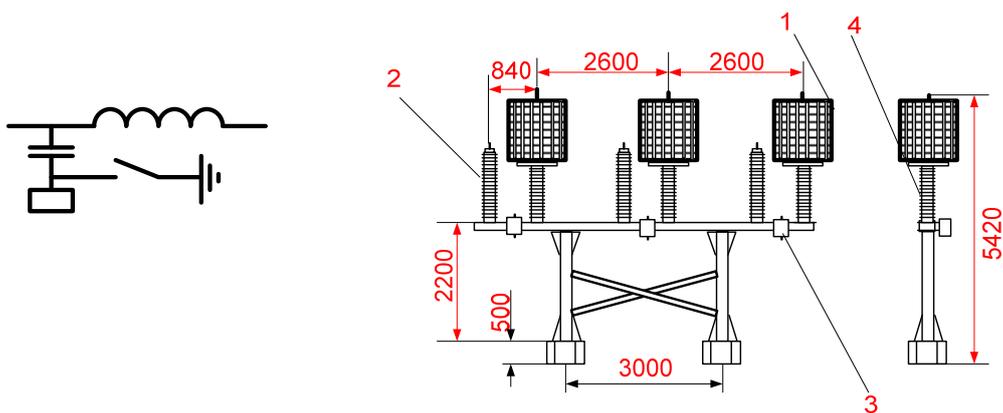


Рис. 10.30. Блок высокочастотного заградителя 110 кВ:
 1 – высокочастотный заградитель ВЗ-630(1250); 2 – конденсатор связи СМПБ; 3 – фильтр присоединения ФПФ-110;
 4 – изолятор опорный ОТК 30-110-Б11-2УХЛ1

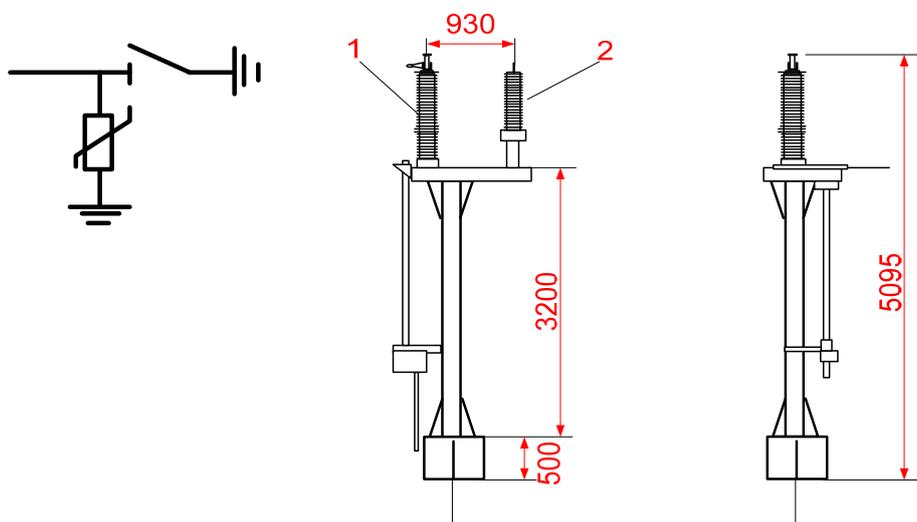


Рис. 10.31. Блок заземлителя нейтрали трансформатора 110 кВ:
 1 – заземлитель; 2 – ОПН-60

Общая блочно-модульная опорная конструкция может выполняться для совокупности высоковольтных аппаратов. На рис. 10.31 приведена модульная конструкция ячейки РУ на общей раме БМК «Исеть» ГК «ЭнТерра» – ЗАО ПФ «КТП-Урал». Тип фундамента определяется проектом, установка опорных металлоконструкций на фундамент может выполняться посредством переходных элементов (ростверков) болтовыми соединениями.

Разработаны также компактные модульные конструкции РУ (КМ РУ), в которых уменьшение размеров достигается применением новых оригинальных конструкций оборудования и специальных компоновочных решений.

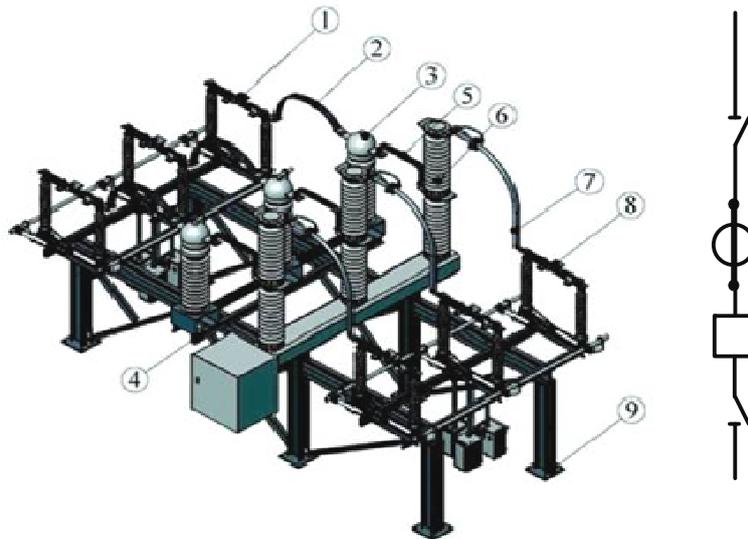
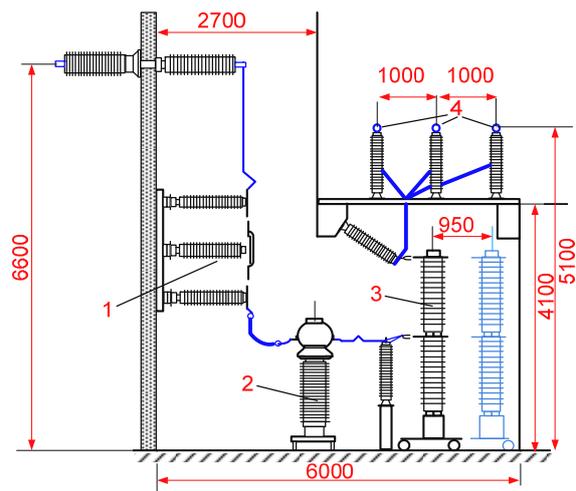
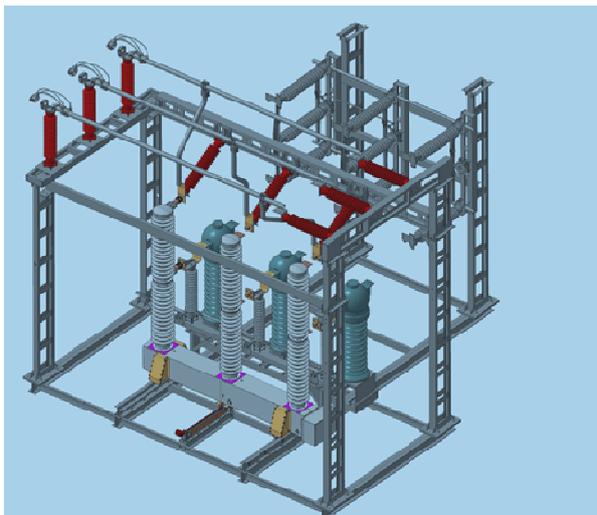


Рис. 10.32. Ячейка РУ блочно-модульной конструкции (БМК) «Исеть»:
 1, 8 – разъединители; 2, 5, 7 – токоведущие части;
 3 – трансформатор тока; 4 – опорная металлоконструкция;
 6 – колонковый выключатель; 9 – подпятник

«ЗАО ГК «Электроцит» – ТМ Самара» представил блочно-модульную конструкцию ЗРУ-110, в которой для уменьшения габаритов основное оборудование размещается на выкатных элементах. Принятое компоновочное решение, характерное для КРУН, позволяет уменьшить габариты РУ-110, при этом оно может составить альтернативу элегазовым РУ-110 вследствие меньших капитальных и эксплуатационных затрат.



а)

б)

Рис. 10.33. Ячейка ЗРУ блочно-модульной ЗРУ «СЭЩ»:
 1 – разъединитель; 2 – трансформатор тока;
 3 – выключатель; 4 – система сборных шин

«Завод электротехнического оборудования» («ЗЭТО», В. Луки) производит компактный модуль РУ-110 (рис. 10.33). Основная особенность данной конструкции – двухярусный разъединитель серии РГ (не требующий обслуживания), что позволяет отказаться от выкатного элемента на выключателе. Данное техническое решение значительно повысило эксплуатационную надежность модуля в суровых климатических условиях и позволило проводить регламентные и ремонтные работы на выключателе и трансформаторах тока без погашения системы сборных шин. На базе компактного модуля могут быть реализованы как типовые, так и нестандартные схемные решения ОРУ-110.

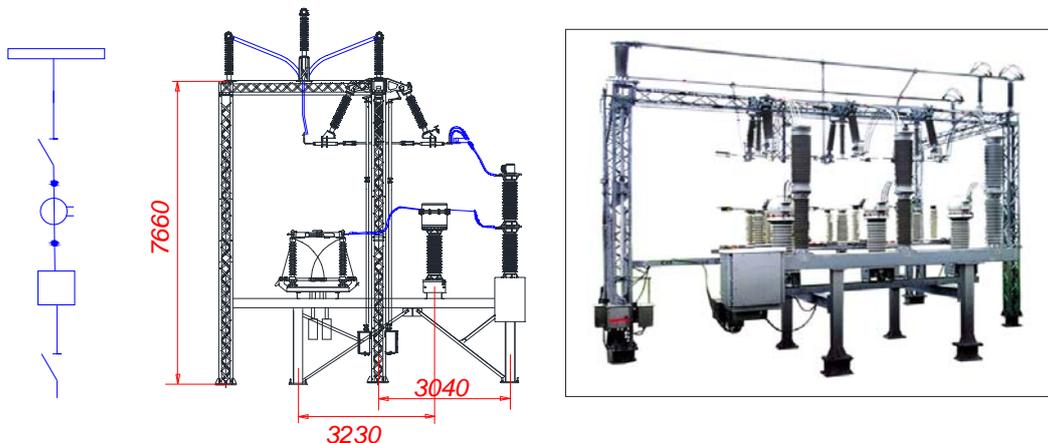


Рис. 10.34. Базовый модуль компактного РУ-110 кВ, «ЗЭТО» (В. Луки)

Оборудование соединяется между собой жесткими или гибкими соединениями в зависимости от компоновки оборудования. Основными преимуществами данной конструкции РУ: уменьшается площадь, занимаемая РУ по сравнению со стандартной конструкцией до 45 %, сокращается время строительства.

Основные технические характеристики модульных конструкций РУ-110 кВ приведены в табл. 10.5.

Таблица 10.5

Технические характеристики модульных конструкций РУ

Параметр	Модульные конструкции РУ, серия		
	КМ РУ-110, «ЗЭТО» (В. Луки)	БМК «Исеть»	МК РУ-110 «СЭЩ»
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	110	110
$I_{\text{ном.сб. шин}}$, А	2000	1000; 2000	330; 690
$I_{\text{ном.отк}}$, кА	40	40	31,5
$I_{\text{тер.ст}}$ (3с)	40	31,5; 40; 50	25
$I_{\text{дин.ст}}$, кА	100	80; 100; 125	65

10.4. Закрытые распределительные устройства

Проектирование РУ для конкретных электроустановок, как правило, производится на основе типовых конструкций РУ. Компоновка типового РУ определяется рабочим напряжением, схемой электрических соединений и принадлежностью РУ.

Требования к конструкциям ЗРУ. Расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, расстояния от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций, ограждений, пола и земли, а также другими конструктивными элементами определяются условиями надежной работы и безопасности обслуживания. Наименьшие расстояния между проводниками фаз и заземленными конструкциями приведены в табл. 10.6 и на рис. 10.35.

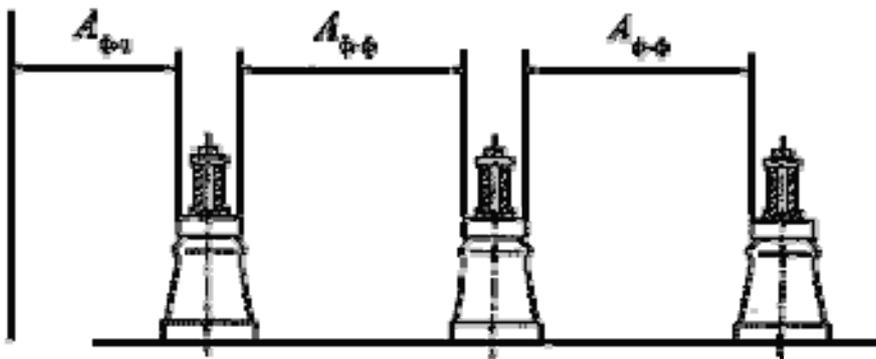


Рис. 10.35. Минимальные расстояния между проводниками фаз и заземленной конструкцией

Таблица 10.6

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

Расстояния	Обозначение	При номинальном напряжении, кВ					
		6	10	35	110	150	220
Между проводниками разных фаз	Аф-ф	100	130	320	800	1200	1800
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	Аф-з	90	120	290	700	1100	1700

При токах трехфазного КЗ более 20 кА гибкие шины в ЗРУ следует проверять на сближение под действием токов КЗ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений должны быть помещены в камеры или ограждены сетками.

Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание электроустановки и перемещение оборудования и составлять (в свету между ограждениями) не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м при двухстороннем расположении оборудования. Ширина коридора управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, соответственно должна быть 1,5 и 2 м. Ширина взрывного коридора должна быть не менее 1,2 м. Допускается местное сужение коридора обслуживания и взрывного коридора строительными конструкциями не более чем на 0,2 м.

Число выходов из РУ наружу или в другие помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями зависит от длины РУ: при длине от 7 до 60 м – два выхода; при длине до 7 м – один выход; при длине более 60 м – количество выходов определяется с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. Взрывные коридоры длиной более 60 м следует разделять несгораемыми перегородками на отсеки длиной не более 60 м.

Выключатели, устанавливаемые в открытых камерах, должны быть отделены друг от друга перегородками. Такими же перегородками или металлическими щитами они должны быть отделены от привода.

Реакторы устанавливаются в камерах, размеры которых определяются условиями монтажа, удобством размещения реакторов и шин, условиями нагрева металлических и железобетонных конструкций в магнитном поле реактора.

Типовые конструкции ЗРУ-6,10 кВ

Конструкции ЗРУ определяются номинальным напряжением, условиями размещения и назначением. В зависимости от назначения различают: главное распределительное устройство электростанции (ГРУ); РУ собственных нужд электростанций; РУ промышленных, городских и сельских сетей.

ЗРУ-6,10 кВ подстанций выполняются одноэтажными, с однорядной или двухрядной установкой ячеек КРУ. На некоторых подстанциях здание ЗРУ выполняется совмещенным с ОПУ. Современные РУ крупных подстанций имеют комбинированную конструкцию: частично сборные и частично комплектные.

Рекомендуемые расстояния между осями фаз в ЗРУ составляют: для 6 кВ – 250–500 мм; для 10 кВ – 300–700 мм; для 35 кВ – 500–700 мм; для 110 кВ – 1250–1600 мм; для 220 кВ – 3000 мм. Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте меньше 2,5 м в установках 6–10 кВ и 2,7 м в установках 35 кВ, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м. Длина ЗРУ определяется его схемой, принятой конфигурацией сборных шин, количеством и размером ячеек.

Расположение шкафов КРУ в здании РУ может быть однорядным и двухрядным. При однорядном расположении КРУ ширина коридора управления L2 должна быть не менее 1,5 м, а при двухрядном L2 не менее 2 м. КРУ изготавливают с односторонним и двухсторонним обслуживанием. При двухстороннем обслуживании КРУ ширина прохода L1 с задней стороны КРУ должна быть не менее 0,8 м.

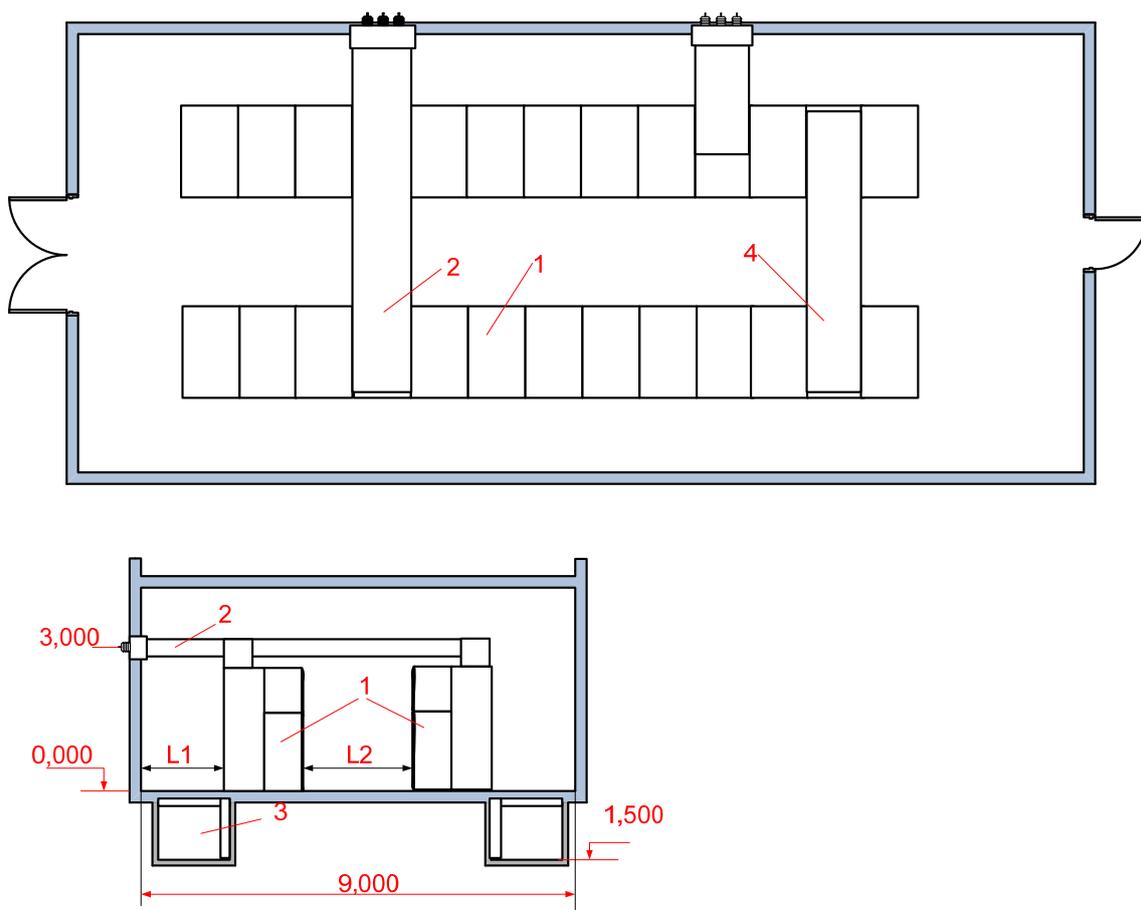


Рис. 10.36. ЗРУ 10 кВ подстанции с двухрядным расположением КРУ:
 1 – шкафы КРУ; 2 – трансформаторные токопроводы;
 3 – кабельные каналы; 4 – шинная перемычка

Отходящие кабельные линии выводятся из ячеек наружу в трубах, а ввод от трансформаторов – через проходные изоляторы в наружной стене здания. При необходимости групповые реакторы устанавливаются обычно в пристройках к зданию РУ. Для доступа в реакторное помещение между соответствующими ячейками имеются проходы.

При определении конфигурации сборных шин и расположения секций следует учитывать удобство эксплуатации и требования надежности. В частности, как при однорядном, так и при двухрядном расположении камер РУ секции вдоль здания располагаются одна за другой, что позволяет отделить секции одну от другой поперечными перегородками и избежать распространения аварии на другие секции. Вместе с расположением секции следует наметить и расположение шинных перемычек между сборными шинами одной секции, находящимися по разные стороны коридора управления, а также межсекционные связи.

Следующей весьма важной частью компоновки является определение местоположения вводов в РУ трансформатора. Расположение камер для этих присоединений должно быть выбрано так, чтобы соединения шинами получились короткими и прямыми. Ячейки для отходящих линий желательно распределить по обе стороны от вводов, чтобы потоки мощности от них распределились в сборных шинах примерно поровну в обе стороны от вводов. Камеры для трансформаторов напряжения, разрядников, трансформаторов собственных нужд размещают в последнюю очередь, занимая свободные камеры. Разработаны современные конструкции ЗРУ блочно-модульной конструкции с оболочками из металла или сэндвич-панелей.

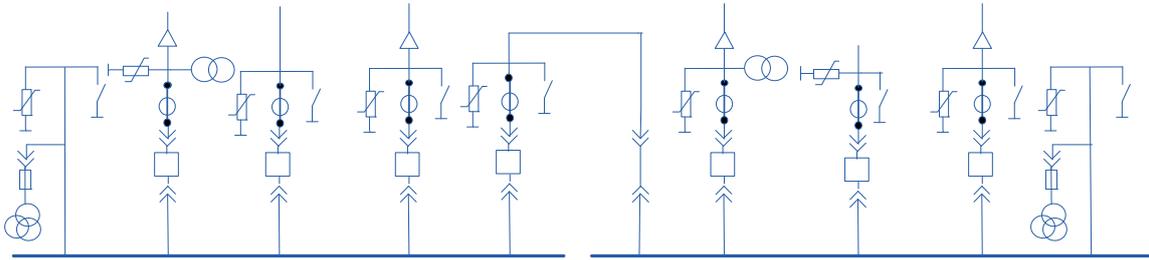
В типовых конструкциях ЗРУ 35–220 кВ применяется обычно электрооборудование для наружной установки, а также комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.

На рис. 10.37 приведена конструкция ЗРУ-35 кВ с ячейками СЭЩ-65 (70), размещенная в капитальном здании.

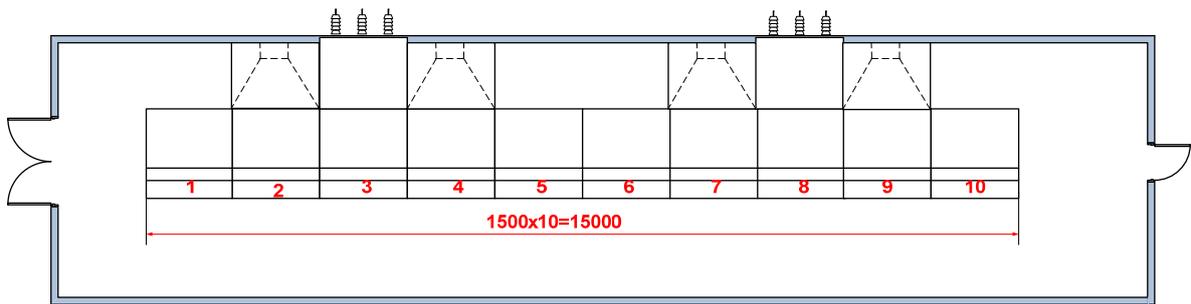
Ввод силового трансформатора выполняется через стену здания шинным коробом, равным ширине ячейки поверх коридора обслуживания. Если линейные вводы через стену расположены рядом, то проходные изоляторы располагаются по вершинам ввода или треугольника.

Ввод кабельных линий 35 кВ выполняется, как правило, через верх шкафа. При этом устанавливается короб шинного блока кабельного ввода.

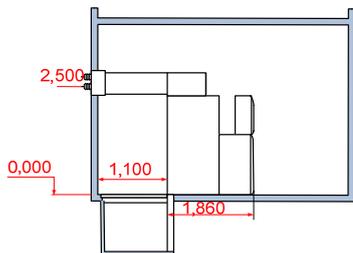
Заземл. ТН 1 53	КЛ 2 05	Ввод трансфор 3 81	КЛ 4 37	СВ 5 34	СР 6 26	КЛ 7 05	Ввод трансфор 8 81	КЛ 9 37	Заземл. ТН 10 53
--------------------------	---------------	-----------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	-----------------------------	---------------	---------------------------



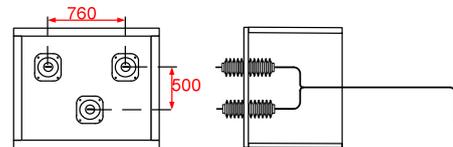
а)



б)



в)

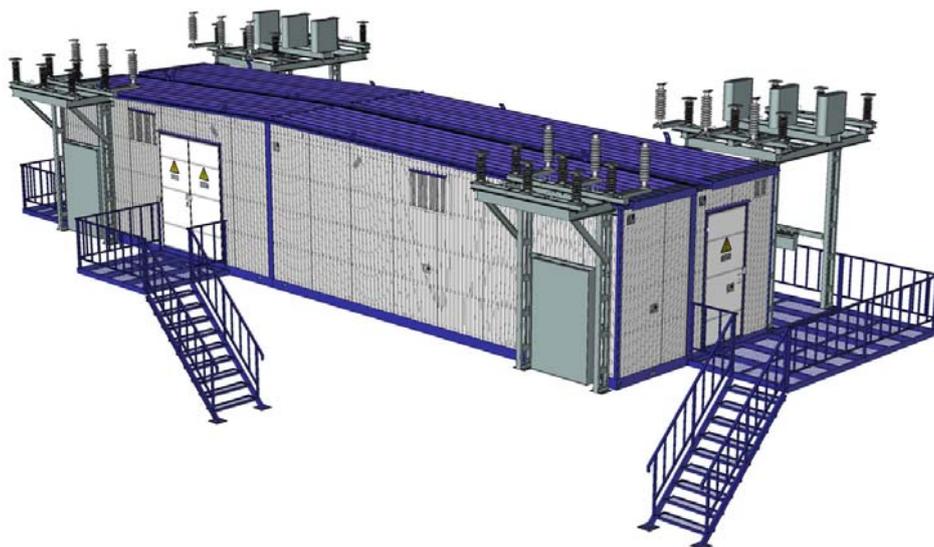


з)

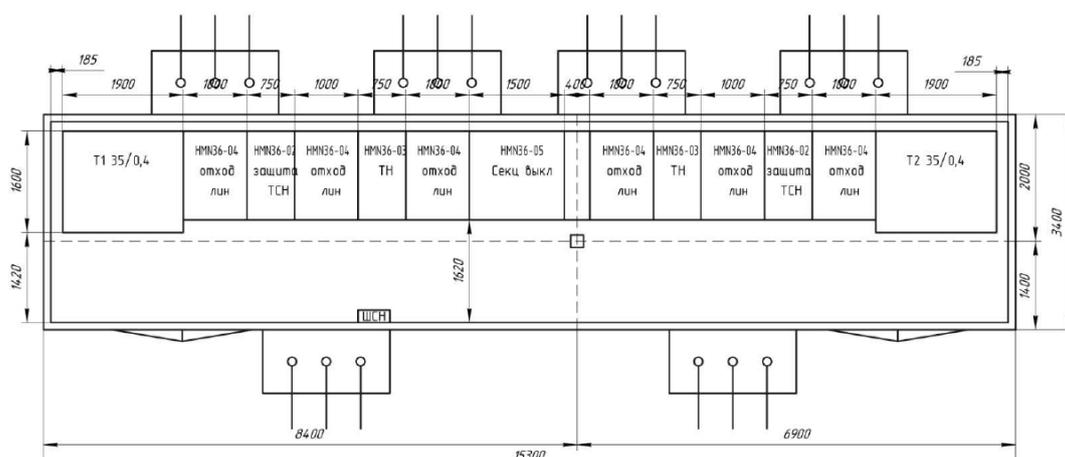
Рис. 10.37. ЗРУ-35 кВ с однорядным расположением оборудования, размещенное в капитальном здании:

а – схема заполнения; б – план ЗРУ; в – разрез по ячейке ввода силового трансформатора; з – шинный ввод через стену ЗРУ

Закрытое распределительное устройство 35 кВ Чебоксарского электромеханического завода (рис. 10.38) состоит из транспортабельных блоков с установленными шкафами КРУ-35 кВ типа НМН-36.



а)



б)

Рис. 10.38. ЗРУ-35 кВ блочно-модульного типа
Чебоксарского электромеханического завода:
а – внешний вид ЗРУ-35; б – один из вариантов
схемы заполнения с воздушными линиями

Конструктивно здание ЗРУ-35 кВ состоит из блоков коридора управления и блока шкафов КРУ типа НМН-36. Воздушный ввод выполняется через проходные изоляторы, расположенные на крыше здания.

Закрытые распределительные устройства 110–220 кВ применяются в районах: с загрязненной атмосферой, где применение открытых распределительных устройств с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения неэффективно, а удаление подстанции от источника загрязнения экономически нецелесообразно, как и требование об установке специального оборудования;

со стесненной городской и промышленной застройкой; с сильными снеготаносами и снегопадом, а также в суровых климатических условиях при соответствующем технико-экономическом обосновании. Разработаны типовые конструкции ЗРУ для схем «двойная система шин» и «двойная система шин с обходной». Институтом «Теплоэлектропроект» разработана конструкция ЗРУ-220 кВ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин.

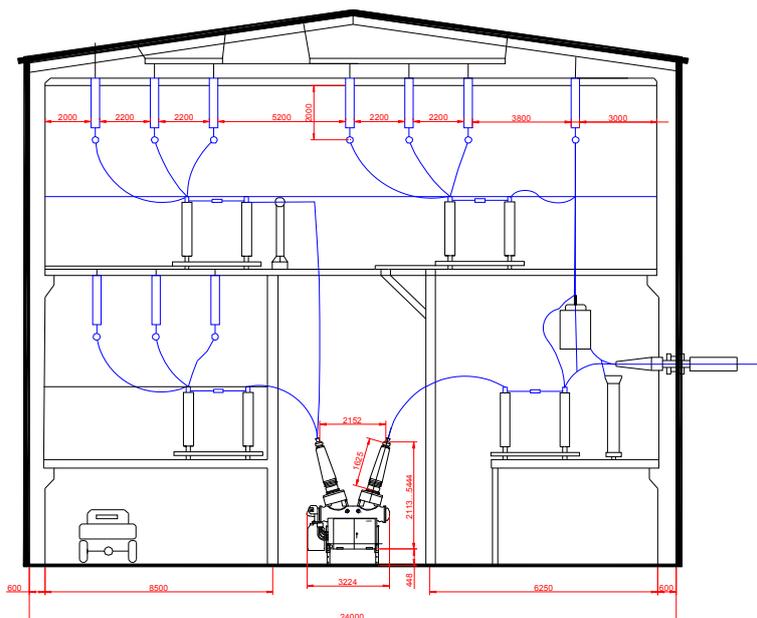


Рис. 10.39. Двухэтажное ЗРУ-220 кВ с двумя системами сборных шин и обходной системой шин

Все оборудование ЗРУ-220 кВ размещено в двухэтажном здании шириной 24 и высотой 18 м. Шаг колонн составляет 12 м, что соответствует шагу ячейки. Для сооружения здания используются сборные железобетонные детали и металлические элементы. Внутри здания предусмотрены стальные колонны и поперечные балки на высоте 11 и 3,9 м. Эта конструкция использована для установки шинных, линейных и обходных разъединителей. На высоте 11 м предусмотрены легкие плиты, образующие боковые проходы вдоль здания. Аппараты соседних присоединений разделены по осям ячеек легкими плитами, обеспечивающими безопасность при ремонтах. Сборные шины и обходная система выполнены из проводов марки АСО-500. Они укреплены на подвесных изоляторах к балкам перекрытия и стальным траверсам на отметке 11 и 18 м. По торцам здания предусмотрено

дополнительное крепление проводов к стенам с помощью оттяжных изоляторов. Внутриячейковые электрические связи между шинными разъединителями и выключателями выполнены трубами из алюминиевого сплава, остальные связи – сталеалюминиевыми проводами.

Выключатели установлены в середине здания на отметке 0,0. На этой же отметке предусмотрены проезды по сторонам здания для автокранов, необходимых для монтажных и ремонтных работ. Вводы воздушных линий и проводов от трансформаторов в здание РУ предусмотрены с одной стороны на высоте около 8 м.

В настоящее время получили развитие компактные конструкции ЗРУ с жесткой ошиновкой. Нормы технологического проектирования подстанций предусматривают возможность применения схемы «одинарная система шин» для РУ 110 кВ. Для данной схемы ОАО «Самараэлектрощит» разработало типовую конструкцию ЗРУ модульного типа (рис. 10.40).

Конструкция ячейки БМ ЗРУ-110 кВ по принципу построения сходна с типовыми КРУН 35 кВ. Здание ЗРУ каркасного типа с металлической оболочкой. Компоновка оборудования в ячейке выполняется в соответствии с главной принципиальной электрической схемой – для уменьшения габаритов ячейки линейные вводы устанавливаются под углом к горизонту. Основное оборудование ЗРУ размещается на выкатных элементах.

Конструктивно ячейка имеет одну объемную конструкцию, но условно пространство ячейки разделено на три зоны:

- а) зона размещения высоковольтных аппаратов и выкатного элемента с функцией разъединителя;
- б) зона ввода в ячейку с линейного ввода;
- в) зона сборных шин межячейковых соединений.

В зоне размещения высоковольтного оборудования установлены опорные изоляторы для надежного закрепления верхнего и нижнего контактов выкатного элемента, измерительные трансформаторы и заземлители.

Выкатной элемент с коммутационным аппаратом и с функцией разъединителя включает также: раму, неподвижные разъемные контакты главной цепи, закрепленные к опорному изолятору, опорные направляющие, блокировочные механизмы. Выдвижной элемент выкатного элемента занимает два положения: рабочее и контрольное. Управление приводами выкатного элемента и разъединителя выведено на фасад ячейки и размещено в отгороженном специальном отсеке для оперирования и обслуживания приводов.

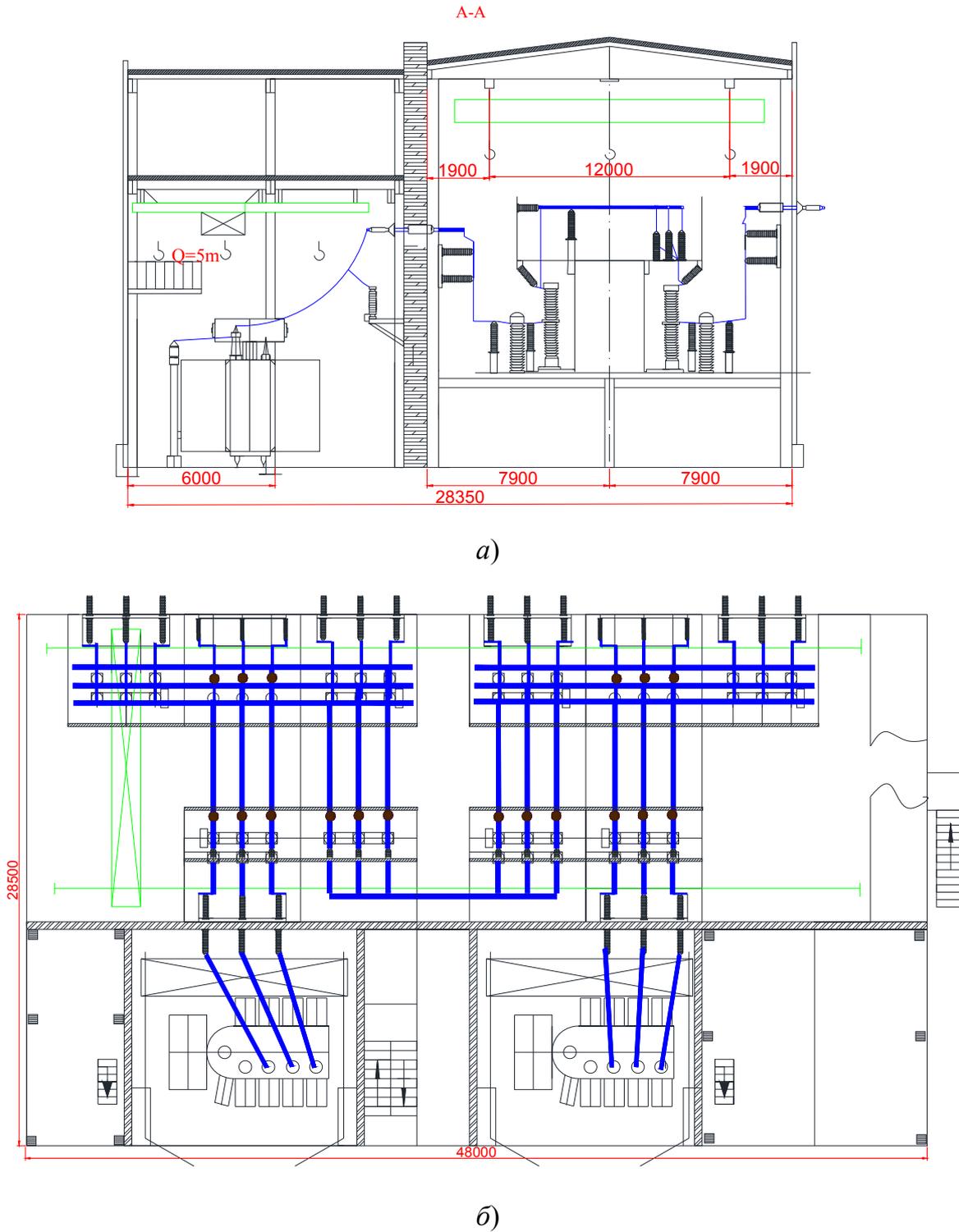
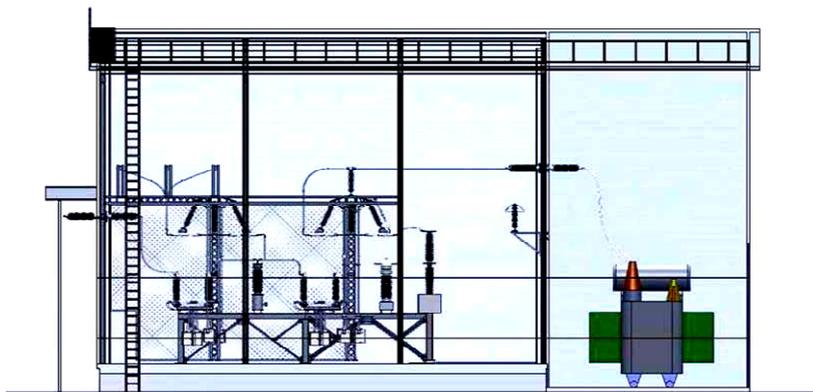
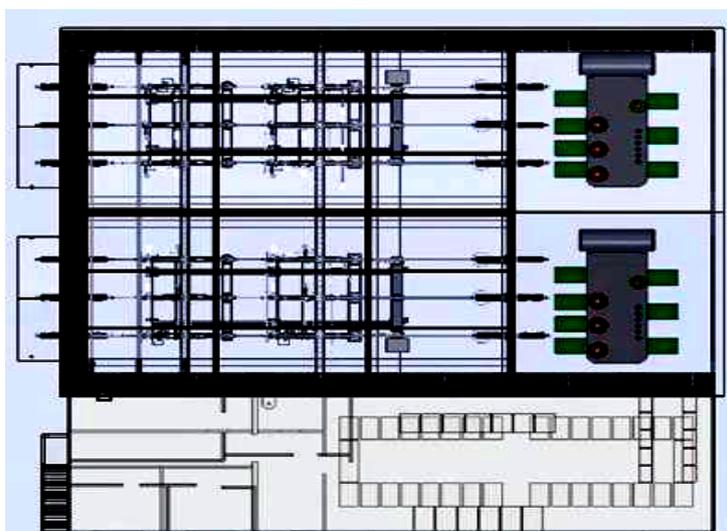


Рис. 10.40. ЗРУ-110, выполненное по схеме с одинарной системой сборных шин:
a – вид сбоку; *б* – вид сверху

На рис. 10.41 приведена компактная конструкция ЗРУ-110 модульного типа, разработанная «ЗЭТО» (В. Луки).



a)



б)

Рис. 10.41. ЗРУ-110 кВ «ЗЭТО» (В. Луки); схема 110-4Н
 «два блока с выключателями и неавтоматической
 переключкой со стороны линий»:
 а – вид сбоку; б – вид сверху

Основная особенность данной конструкции ЗРУ – двухъярусный разъединитель серии РГ (не требующий обслуживания), что позволило отказаться от выкатного элемента (как у аналогов) на выключателе. Данное техническое решение значительно повысило эксплуатационную надежность модуля в суровых климатических условиях.

10.5. Открытые распределительные устройства

Основные факторы, определяющие конструкцию ОРУ, следующие: схема электрических соединений, номинальное напряжение, тип и габариты электрооборудования, число и порядок подключения при-

соединений, возможность расширения, компоновка ОРУ и его элементов. Выше отмечалось, что в настоящее время все строительные элементы ОРУ выполняются, как правило, из сборных железобетонных конструкций. В отдельных случаях при отсутствии железобетонных конструкций или при больших нагрузках на колонны и траверсы (в ОРУ 330 кВ и выше) могут быть использованы металлические конструкции.

Требования к конструкциям ОРУ. Расстояния в свету от жестких токоведущих частей $A_{\phi-3}$ и $A_{\phi-\phi}$ в ОРУ должны быть не менее при веденных в табл. 10.7. При гибких шинах расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должны быть не менее

$$(A_{\phi-3})_Г = A_{\phi-3} + a; \quad (A_{\phi-\phi})_Г = A_{\phi-\phi} + a,$$

где $a = f \sin \alpha$; f – стрела провеса провода, м, при $+ 15$ °С; $\alpha = \arctg p / Q$; p – давление ветра на провод, Н/м; $Q = mg$ – вес провода, Н/м; m – масса провода, кг/м; $g = 9,81$ м/с.

Таблица 10.7

Наименьшие расстояния в свету между токоведущими частями и заземленными конструкциями ОРУ

Расстояние, мм	Обозначение	При номинальном напряжении, кВ					
		до 10	35	110	150	220	330
Между проводниками разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	220	440	1000	1400	2000	2800
От токоведущих частей до заземленных конструкций	$A_{\phi-3}$	200	400	900	1300	1800	2500

Скорость ветра принимается равной 60 % учтенной при расчете строительных конструкций. При токах трехфазного КЗ 20 кА и более гибкие шины следует проверять на возможность схлестывания или опасного сближения в результате динамического воздействия токов КЗ. В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд (4 м по ширине и высоте) вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также для передвижных лабораторий. Расстояние от неогражденных токоведущих частей до машин, механизмов и транспортируемого оборудования должно быть не менее размера B .

При выполнении ОРУ должны учитываться требования взрывобезопасности (склады водорода) и пожаробезопасности (маслонаполненное оборудование).

Для предотвращения растекания масла и локализации возможного пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1000 кг в единице (баке) и баковых масляных выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, удовлетворяющие соответствующим требованиям ПУЭ. Токоограничивающие реакторы наружной установки 6–10 кВ устанавливаются у стен ЗРУ, а шунтирующие реакторы – на территории ОРУ.

Наиболее широко применяются сейчас ОРУ так называемого низкого типа, в которых разъединители устанавливаются на относительно низких опорах. Высота этих опор определяется условием безопасности людей, находящихся на площадке ОРУ. В ОРУ этого типа значительно упрощается доступ к сборным шинам и шинным разъединителям.

В настоящее время одной из наиболее распространенных является схема с двумя системами сборных шин и обходной системой шин. В 1965 г. компоновки ОРУ 110–220 кВ для этой схемы были унифицированы (рис. 10.42, табл. 10.8).

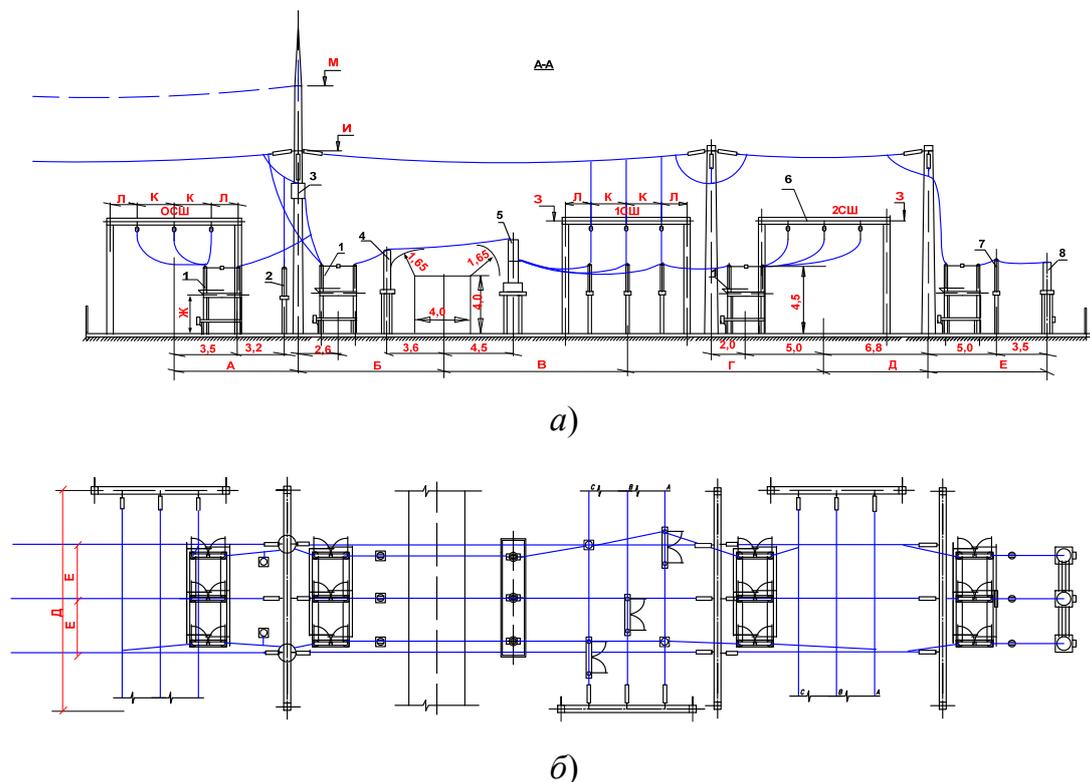


Рис. 10.42. Компоновка унифицированной ячейки 110 кВ для схемы «двойная система шин с обходной»:
 а – разрез; б – план: 1 – разъединитель; 2 – конденсатор связи;
 3 – высокочастотный заградитель; 4 – трансформатор тока;
 5 – колонковый выключатель; 6 – шинный портал; 7 – ОПН;
 8 – трансформатор напряжения

Основные габариты элементов унифицированного ОРУ 110–220 кВ

Размер, м	Номинальное напряжение, кВ			Размер, м	Номинальное напряжение, кВ		
	110	150	220		110	150	220
А	8,0	9,5	11,0	Ж	2,9	2,9	3,0
Б	9,0	10,5	12,0	З	7,5	8,0	11,0
В	12,5	15,0	18,25	И	11,0	13,0	16,5
Г	12,5	16,0	20,5	К	2,0	3,25	4,0
Д	6,8	8,5	10,3	Л	1,5	2,13	3,25
Е	8,5	10,0	11,5	М	14	18,0	22,5

Две рабочие системы шин примыкают друг к другу, обходная система шин отнесена за линейные порталы. Шины к трансформаторам проходят над обеими рабочими системами шин. Для выключателей принята однорядная установка, что позволяет примерно на 20 % уменьшить ширину РУ по сравнению с двухрядным расположением. Перед выключателями имеется автодорога для проезда ремонтных механизмов и провоза оборудования. Соединение между выключателями и трансформаторами тока над дорогой выполнено жесткими шинами.

Большое количество порталных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жесткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается. Конструкции таких ОРУ 110 и 220 кВ разработаны институтом «Энергосетьпроект» с применением крупноблочных узлов заводского изготовления. На рис. 10.43 показана ячейка ОРУ-220 с жесткими шинами «Энергосетьпроект». Сборные шины выполнены трубами, которые установлены на железобетонных опорах высотой 7,3 м и металлических – 2,7 м. Высоковольтные выключатели, разъединители и другие аппараты располагаются на типовых металлических опорных конструкциях. Расстояние между фазными проводниками системы шин составляет 3,0 м. Площадь РУ такого типа меньше площади типового, сокращается расход сборного железобетона и металлоконструкций, снижается стоимость строительного-монтажных работ.

Конструкция распределительного устройства 110 кВ фирмы «Siemens», выполненная по схеме «2-я СШ с обходной» с жесткими шинами, приведена на рис. 10.44 и 10.45.

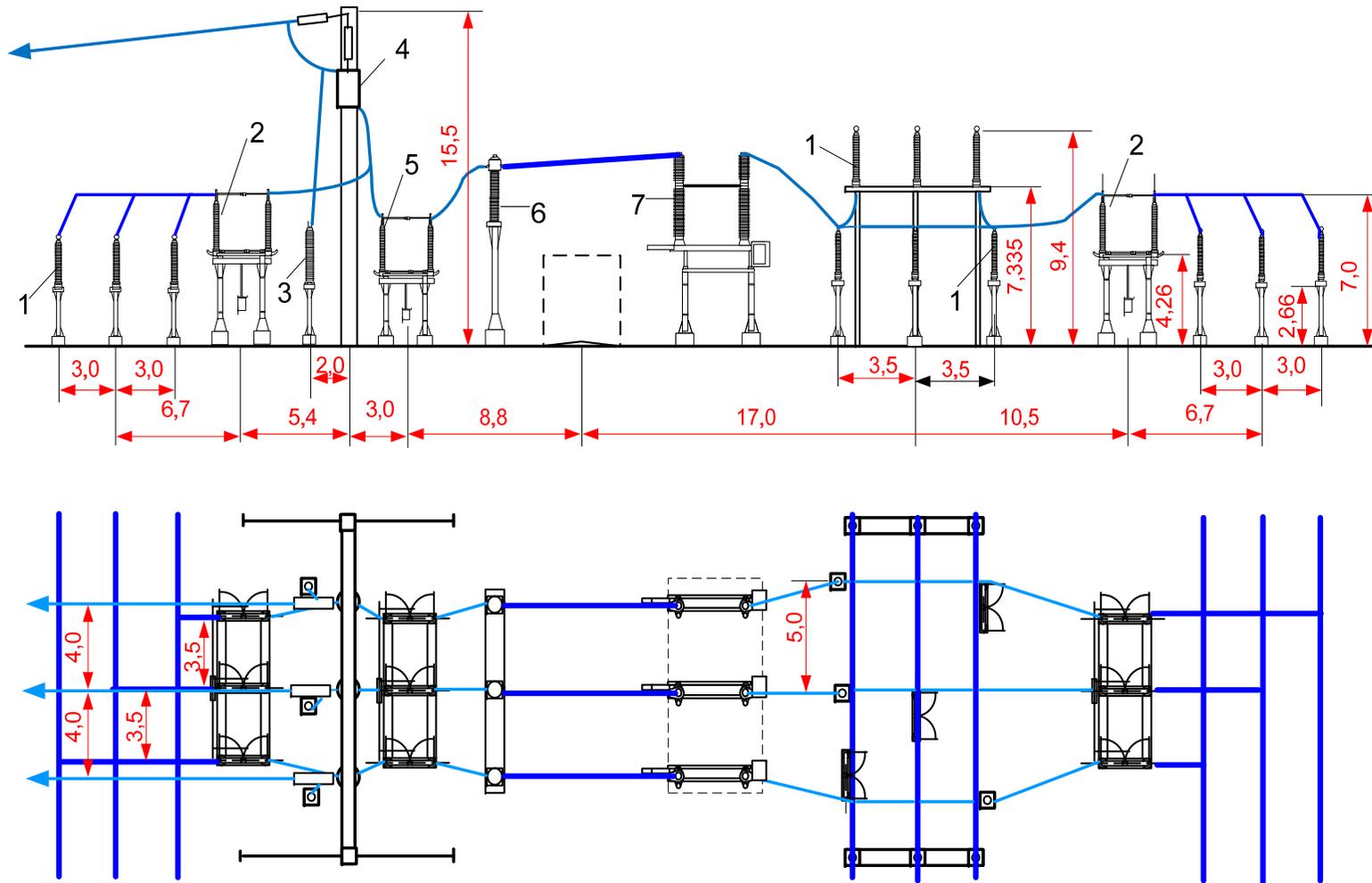


Рис. 10.43. Конструкция ячейки ОРУ-220 кВ «Энергосетьпроект» с жесткими шинами, выполненная по схеме «2-я СШ с обходной»

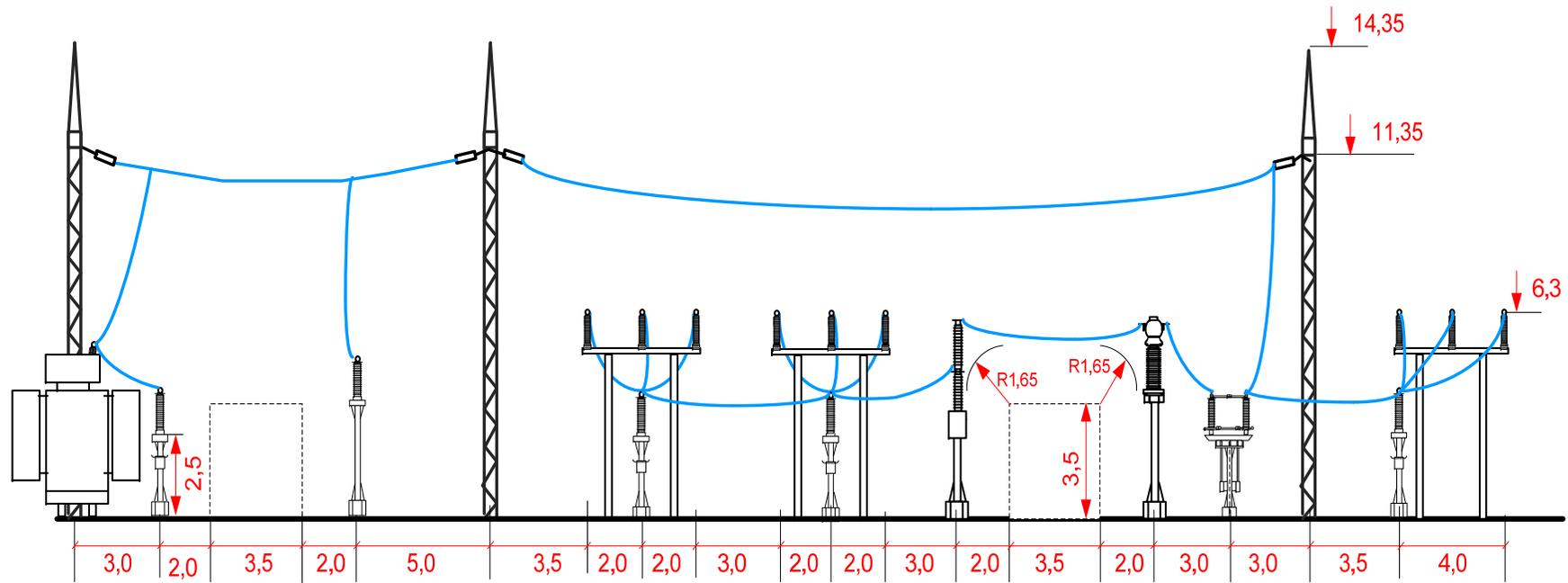


Рис. 10.45. ОРУ-110 кВ «Siemens с», схема «2-я СШ с обходной» с жесткими шинами:
разрез по ячейке силового трансформатора

Литература

1. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. Э. Кантан, С. С. Петрова. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиракова. – М. : Академия, 2004. – 448 с.
3. Электрическая часть станций и подстанций / под ред. А. А. Васильева. – М. : Энергия, 1990. – 608 с.
4. ГОСТ 11677–85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
5. Перспективы и состояние разработок распределительных трансформаторов массовых серий / В. А. Бормосов [и др.]. – Режим доступа: www.transform.ru. – Дата доступа: 13.09.2004.
6. Савинцев, Ю. М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных трансформаторов I–III габаритов / Ю. М. Савинцев // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2011. – № 4.
7. ГОСТ-14209–97 (МЭК 354-91): Межгосударственный стандарт «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов». – М. : Госстандарт России, 1997. – 82 с.
8. Редакция сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ», утвержденная приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.12 г. № 385.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ; СО 153-34.20.122–2006.
10. Лесных, А. В. Оценка ущерба и регулирование ответственности за перерывы в электроснабжении: зарубежный опыт / А. В. Лесных, В. В. Лесных // Проблемы анализа риска. – 2006. – Т. 2, № 1. – С. 35–55.
11. Электрическая часть станций и подстанций : метод. рекомендации к курсовой работе / МТИ. – М., 2011.
12. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ: типовые решения / Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2007.
13. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ (РД 34.09.208).
14. Ильина, Е. И. О проекте отраслевых норм искусственного освещения электрических станций и подстанций / Е. И. Ильина, Т. Н. Частухина. – Режим доступа: www.sudoc.ru/docs/802/index-5488.html.

15. Быков, К. В. Системы собственных нужд для подстанций / К. В. Быков, Н. И. Шаварин // Энергоэксперт. – 2009. – № 2.
16. СТП 09110.09.213–09. Методика нормирования расходов электроэнергии на собственные нужды.
17. СТП 09110.35.126–09. Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ.
18. Халилов, Ф. Х. Вопросы выбора и размещения нелинейных ограничителей перенапряжений средних классов напряжения (0,22–35 кВ) / Ф. Х. Халилов. – СПб., 2004.
19. Дмитриев, М. В. Применение ОПН в сетях 6–750 кВ / М. В. Дмитриев. – СПб., 2007.
20. Рекомендации по выбору и применению ОПН для оптимальной защиты электрооборудования // Электротехн. оборудование. – 2007. – № 3.
21. Письмо № 42-04-04/546 от 15.10.97 «О применении ОПН 0,4–750 кВ» Главного управления государственного энергетического надзора.
22. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных в электрических сетях 6–35 кВ / РАО «ЕС России». – М., 2001.
23. РД 153-34.3-20.672–2002. Методические указания по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств на возможность их опасного сближения и схлестывания при коротких замыканиях.
24. ГОСТ 52736–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М. : Стандартинформ, 2007.
25. СТО 56947007-29.120.40.041–2010. Системы оперативного тока подстанций. Технические требования / ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2010.
26. Обслуживание, контроль и защита от глубоких разрядов аккумуляторных батарей / Сибир. гос. ун-т телекоммуникаций и информатики. – Новосибирск, 1997.
27. Собственные нужды подстанций, источники бесперебойного питания / О. Фролов [и др.] // Новости электротехники. – 2011. – № 6.
28. Аккумуляторы стационарные свинцовые Тип OPzS, LTC–ZTC, HLT–HZT. Трубчатая панцирная технология. Техническое описание, инструкция по монтажу и эксплуатации / Фирма «ОЛЬДАМ ФРАНС».

29. Вайнштейн, Р. А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. – Томск : ТПУ, 2006. – 118 с.

30. Евдокунин, Г. А. Современная высоковольтная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики) / Г. А. Евдокунин, Г. Тиллер. – СПб. : Изд-во Сизова М. П., 2000.

31. Особенности использования электрических величин переходного процесса в защитах от замыканий на землю электрических сетей 6–10 кВ / В. А. Шуин [и др.] // Вестн. ИЭГУ. – 2011. – № 1.

32. Базуткин, В. В. К проблеме компенсации емкостных токов в сетях 6–10–35 кВ / В. В. Базуткин // Электро. – 2007. – № 1.

33. Титенков, С. С. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю / С. С. Титенков, А. А. Пугачев // Энергоэксперт. – 2010. – № 2.

34. Манилов, А. ОЗЗ в сетях 6–10 кВ с комбинированным заземлением нейтрали. Способ обеспечения чувствительности защит / А. Манилов, А. Барна // Новости электротехники. – 2012. – № 6.

35. Козлов, В. Дугогасящие реакторы в сетях среднего напряжения. Компенсация емкостных токов замыкания на землю / В. Козлов, М. Петров // Новости электротехники. – 2012. – № 2.

36. Матвеев, Д. Дугогасящие реакторы серии РУОМ. Преимущества очевидны, недостатки преувеличены / Д. Матвеев // Новости электротехники. – 2012. – № 2.

37. РД 34.20.179. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ.

38. Миронов, И. Режим заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ. Нужно ли отказываться от компенсации емкостного тока замыкания на землю / И. Миронов // Новости электротехники. – 2003. – № 6.

39. Халилов, Ф. Х. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / Ф. Х. Халилов, Г. А. Евдакунин, А. И. Таждибаев. – СПб. : Энергоатомиздат, Санкт-Петербург. отд-ние, 2002. – С. 272.

40. Гречко, А. М. Распределительные устройства 6–35 кВ с элегазовой изоляцией / А. М. Гречко // Электротехника и электромеханика. – 2011. – № 1.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Систематические перегрузки трансформаторов (к главе 2)

Таблица П.1.1(С)

$\theta_a = -25\text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
8,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,48	1,44
24,0	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37

Таблица П.1.2(С)

$\theta_a = -20\text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,43
8,0	1,50	1,50	1,50	1,49	1,48	1,47	1,45	1,43	1,37
24,0	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33

Таблица П.1.3(С)

$\theta_a = -10\text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,47	1,39	
8,0	1,44	1,43	1,42	1,41	1,40	1,38	1,36	1,32	
24,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Таблица П.1.4(С)

 $\theta_a = 0 \text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46
4,0	1,50	1,50	1,49	1,47	1,44	1,40	1,33
8,0	1,36	1,35	1,33	1,32	1,31	1,29	1,25
24,0	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17

Таблица П.1.5(С)

 $\theta_a = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,40
4,0	1,46	1,43	1,40	1,37	1,33	1,27	1,27
8,0	1,27	1,26	1,24	1,23	1,21	1,18	1,18
24,0	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09

Таблица П.1.6(С)

 $\theta_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

t , ч	K_1						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00
2,0	1,50	1,50	1,49	1,43	1,34	1,00	1,00
4,0	1,37	1,34	1,29	1,25	1,19	1,00	1,00
8,0	1,18	1,17	1,15	1,13	1,10	1,00	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П.1.7(С)

 $\theta_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁				
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,12
1,0	1,50	1,50	1,50	1,45	1,03
2,0	1,50	1,50	1,35	1,26	0,97
4,0	1,27	1,23	1,17	1,11	0,94
8,0	1,09	1,07	1,04	1,01	0,92
24,0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91

Таблица П.1.8(С)

 $\theta_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, ONAN (M)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁			
	0,25	0,50	0,70	0,80
0,5	1,50	1,50	1,50	1,01
1,0	1,50	1,50	1,35	0,92
2,0	1,39	1,31	1,17	0,86
4,0	1,16	1,11	1,02	0,83
8,0	0,99	0,96	0,91	0,82
24,0	0,81	0,81	0,81	0,81

Таблица П.1.9(С)

 $\theta_a = -25 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности ON (M, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,42
8,0	1,50	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,44	1,42	1,37
24,0	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33

Таблица П.1.10(С)

 $\theta_a = -20\text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ON* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46
8,0	1,46	1,46	1,45	1,44	1,43	1,42	1,41	1,38
24,0	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30

Таблица П.1.11(С)

 $\theta_a = -10\text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ON* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,39
4,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,49	1,46	1,42	1,31
8,0	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,32	1,27
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23

Таблица П.1.12(С)

 $\theta_a = 0\text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ON* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,39
4,0	1,50	1,48	1,45	1,42	1,40	1,36	1,29	1,22
8,0	1,32	1,31	1,30	1,29	1,28	1,26	1,22	1,16
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16

Таблица П.1.13(С)

 $\theta_a = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОН* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁					
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46	1,36
4,0	1,42	1,39	1,36	1,34	1,30	1,24
8,0	1,25	1,24	1,22	1,21	1,19	1,16
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Таблица П.1.14(С)

 $\theta_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОН* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁					
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,48	1,00
2,0	1,50	1,50	1,45	1,40	1,31	1,00
4,0	1,34	1,31	1,27	1,23	1,18	1,00
8,0	1,17	1,16	1,14	1,12	1,09	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П.1.15(С)

 $\theta_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОН* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁				
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,25
1,0	1,50	1,50	1,50	1,42	1,13
2,0	1,47	1,41	1,33	1,25	1,03
4,0	1,24	1,21	1,16	1,11	0,97
8,0	1,08	1,07	1,04	1,02	0,94
24,0	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Таблица П.1.16(С)

 $\theta_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ON* (М, Д)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁			
	0,25	0,50	0,70	0,80
0,5	1,50	1,50	1,50	1,25
1,0	1,50	1,50	1,35	1,10
2,0	1,36	1,29	1,18	0,99
4,0	1,15	1,11	1,03	0,91
8,0	0,99	0,97	0,93	0,86
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82

Таблица П.1.17(С)

 $\theta_a = -25 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,48
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,42
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,38
4,0	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46	1,45	1,43	1,35
8,0	1,40	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,37	1,33
24,0	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31

Таблица П.1.18(С)

 $\theta_a = -20 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁								
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	
2,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,49	1,45	
4,0	1,46	1,45	1,44	1,44	1,43	1,42	1,41	1,39	
8,0	1,37	1,37	1,37	1,36	1,36	1,36	1,35	1,34	
24,0	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	

Таблица П.1.19(С)

 $\theta_a = -10$ °С, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,41
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35
2,0	1,50	1,50	1,49	1,48	1,46	1,44	1,41	1,30
4,0	1,39	1,39	1,38	1,37	1,37	1,35	1,34	1,26
8,0	1,31	1,31	1,30	1,30	1,30	1,29	1,28	1,24
24,0	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21

Таблица П.1.20(С)

 $\theta_a = 0$ °С, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,45
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46	1,46	1,37
2,0	1,46	1,44	1,42	1,41	1,39	1,36	1,36	1,29
4,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,28	1,28	1,24
8,0	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,22	1,22	1,19
24,0	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15

Таблица П.1.21(С)

 $\theta_a = 10$ °С, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,44
1,0	1,50	1,50	1,48	1,45	1,41	1,41	1,34
2,0	1,38	1,37	1,34	1,33	1,30	1,30	1,26
4,0	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,22	1,19
8,0	1,17	1,17	1,17	1,15	1,15	1,15	1,14
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Таблица П.1.22(С)

 $\theta_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁					
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00
0,5	1,50	1,50	1,50	1,47	1,40	1,01
1,0	1,46	1,43	1,39	1,35	1,30	1,00
2,0	1,31	1,29	1,26	1,24	1,20	1,00
4,0	1,19	1,18	1,16	1,15	1,13	1,00
8,0	1,10	1,10	1,09	1,08	1,07	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П.1.23(С)

 $\theta_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁				
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90
0,5	1,50	1,47	1,41	1,34	1,15
1,0	1,38	1,34	1,29	1,24	1,08
2,0	1,23	1,21	1,17	1,14	1,02
4,0	1,11	1,10	1,08	1,06	0,98
8,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,95
24,0	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Таблица П.1.24(С)

 $\theta_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OF* (ДЦ, Ц)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁			
	0,25	0,50	0,70	0,80
0,5	1,42	1,37	1,28	1,13
1,0	1,28	1,24	1,17	1,05
2,0	1,14	1,12	1,07	0,97
4,0	1,03	1,01	0,98	0,92
8,0	0,94	0,94	0,92	0,88
24,0	0,83	0,83	0,83	0,83

Таблица П.1.25(С)

 $\theta_a = -25 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OD* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,0	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,49
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,49	1,43
2,0	1,50	1,49	1,48	1,46	1,45	1,43	1,41	1,36
4,0	1,39	1,38	1,37	1,37	1,36	1,36	1,35	1,32
8,0	1,32	1,31	1,31	1,31	1,31	1,30	1,30	1,28
24,0	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24

Таблица П.1.26(С)

 $\theta_a = -20 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OD* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,41
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46	1,35
2,0	1,48	1,47	1,45	1,44	1,42	1,41	1,38	1,30
4,0	1,36	1,36	1,35	1,35	1,34	1,33	1,32	1,27
8,0	1,29	1,29	1,29	1,29	1,28	1,28	1,27	1,24
24,0	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22

Таблица П.1.27(С)

 $\theta_a = -10 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *OD* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,46
1,0	1,50	1,50	1,50	1,50	1,47	1,44	1,44	1,38
2,0	1,43	1,42	1,40	1,38	1,37	1,35	1,35	1,31
4,0	1,32	1,31	1,30	1,30	1,29	1,28	1,28	1,26
8,0	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,22
24,0	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17

Таблица П.1.28(С)

 $\theta_a = 0 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОД* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,45	1,30
1,0	1,50	1,50	1,46	1,44	1,41	1,37	1,24
2,0	1,38	1,36	1,34	1,33	1,31	1,29	1,19
4,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,16
8,0	1,19	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,14
24,0	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11

Таблица П.1.29(С)

 $\theta_a = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОД* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁					
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00
0,5	1,50	1,50	1,50	1,47	1,43	1,36
1,0	1,47	1,44	1,40	1,37	1,34	1,28
2,0	1,32	1,31	1,29	1,27	1,25	1,21
4,0	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,15
8,0	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06

Таблица П.1.30(С)

 $\theta_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОД* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁					
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00
0,5	1,50	1,49	1,44	1,40	1,34	1,00
1,0	1,41	1,38	1,33	1,30	1,26	1,00
2,0	1,27	1,25	1,22	1,20	1,17	1,00
4,0	1,16	1,15	1,14	1,13	1,11	1,00
8,0	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П.1.31(С)

 $\theta_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОД* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁				
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90
0,5	1,46	1,43	1,36	1,31	1,19
1,0	1,34	1,31	1,26	1,22	1,12
2,0	1,21	1,19	1,16	1,13	1,05
4,0	1,10	1,09	1,07	1,06	1,00
8,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,96
24,0	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93

Таблица П.1.32(С)

 $\theta_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, средней и большой мощности *ОД* (НДЦ, НЦ)

<i>t</i> , ч	<i>K</i> ₁			
	0,25	0,50	0,70	0,80
0,5	1,40	1,35	1,28	1,19
1,0	1,27	1,24	1,18	1,10
2,0	1,14	1,12	1,08	1,02
4,0	1,03	1,02	1,00	0,95
8,0	0,95	0,95	0,93	0,90
24,0	0,85	0,85	0,85	0,85

**Аварийные перегрузки трансформаторов
для номинальной температуры окружающей
среды $\theta_a = 20$ °С (к главе 2)**

Таблица П.1.33(А)

**Распределительные трансформаторы с охлаждением *ONAN*, $t = 0,5$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2		K_1										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	<i>V</i>	0,001	0,006	0,032								
	$\Delta\theta_h$	32	40	48								
0,8	<i>V</i>	0,001	0,006	0,033	0,093							
	$\Delta\theta_h$	36	44	52	57							
0,9	<i>V</i>	0,001	0,006	0,034	0,095	0,292						
	$\Delta\theta_h$	41	48	57	62	67						
1,0	<i>V</i>	0,002	0,006	0,036	0,099	0,301	1,00					
	$\Delta\theta_h$	45	53	61	66	72	78					
1,1	<i>V</i>	0,002	0,007	0,038	0,104	0,312	1,03	3,72				
	$\Delta\theta_h$	50	58	66	71	77	83	89				
1,2	<i>V</i>	0,002	0,008	0,042	0,112	0,330	1,08	3,84	14,9			
	$\Delta\theta_h$	55	63	72	77	82	88	95	101			
1,3	<i>V</i>	0,003	0,011	0,049	0,125	0,359	1,14	4,02	15,5	64,7		
	$\Delta\theta_h$	61	68	77	82	88	94	100	107	114		
1,4	<i>V</i>	0,005	0,014	0,061	0,148	0,407	1,25	4,30	16,2	67,2	302	
	$\Delta\theta_h$	67	74	83	88	93	99	106	113	120	127	
1,5	<i>V</i>	0,007	0,022	0,083	0,191	0,495	1,45	4,77	17,5	70,8	314	1510
	$\Delta\theta_h$	73	80	89	94	100	106	112	119	126	133	141
1,6	<i>V</i>	0,013	0,036	0,126	0,273	0,662	1,81	5,61	19,6	76,6	332	1570
	$\Delta\theta_h$	79	86	95	100	106	112	118	125	132	140	148
1,7	<i>V</i>	0,025	0,066	0,213	0,437	0,992	2,52	7,21	23,5	86,9	361	1670
	$\Delta\theta_h$	86	93	102	107	112	118	125	132	139	146	154
1,8	<i>V</i>	0,050	0,129	0,394	0,778	1,67	3,95	10,4	31,2	107	415	1830
	$\Delta\theta_h$	92	100	108	114	119	125	131	138	145	153	161
1,9	<i>V</i>	0,104	0,263	0,782	1,50	3,11	6,98	17,2	47,0	146	520	2130
	$\Delta\theta_h$	99	107	115	121	126	132	138	145	152	160	168
2,0	<i>V</i>	0,224	0,559	1,64	3,10	6,26	13,6	31,7	80,9	229	737	2730
	$\Delta\theta_h$	107	114	123	128	133	139	146	153	160	167	175

Примечание. *V* – суточное сокращение срока службы; $\Delta\theta_h$ – превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора.

**Распределительные трансформаторы с охлаждением *ONAN*, $t = 1$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,006	0,032								
	35	41	48								
0,8	0,002	0,006	0,034	0,093							
	40	46	53	57							
0,9	0,002	0,007	0,037	0,098	0,292						
	45	51	58	63	67						
1,0	0,002	0,008	0,040	0,106	0,310	1,00					
	50	57	64	68	73	78					
1,1	0,003	0,010	0,047	0,118	0,337	1,07	3,72				
	56	63	70	74	79	84	89				
1,2	0,005	0,014	0,058	0,140	0,382	1,17	3,98	14,9			
	62	69	76	80	85	90	96	101			
1,3	0,008	0,022	0,080	0,180	0,461	1,34	4,39	16,0	64,7		
	69	75	83	87	92	97	102	108	114		
1,4	0,015	0,038	0,123	0,258	0,612	1,66	5,11	17,9	69,8	302	
	76	82	90	94	99	104	109	115	121	127	
1,5	0,031	0,073	0,214	0,419	0,918	2,28	6,46	21,1	78,3	327	1510
	83	90	97	101	106	111	116	122	128	135	141
1,6	0,065	0,150	0,413	0,771	1,57	3,58	9,22	27,3	93,9	370	1640
	91	97	104	109	113	119	124	130	136	142	149
1,7	0,146	0,329	0,871	1,57	3,05	6,46	15,2	40,5	125	450	1870
	99	105	112	117	121	126	132	138	144	150	157
1,8	0,340	0,760	1,96	3,46	6,52	13,2	28,8	69,9	192	615	2310
	107	113	120	125	129	135	140	146	152	158	165
1,9	0,826	1,83	4,66	8,12	15,0	29,4	61,5	139	347	983	3250
	115	122	129	133	138	143	148	154	160	167	173
2,0	2,08	4,58	11,5	20,0	36,4	70,2	143	311	725	1860	5410
	124	130	138	142	147	152	157	163	169	175	182

**Распределительные трансформаторы с охлаждением ONAN, $t = 2$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,002	0,006	0,032								
	39	43	48								
0,8	0,002	0,008	0,036	0,093							
	45	49	54	57							
0,9	0,003	0,010	0,042	0,104	0,292						
	51	56	61	64	67						
1,0	0,005	0,014	0,053	0,123	0,330	1,00					
	58	63	68	71	74	78					
1,1	0,010	0,023	0,074	0,159	0,398	1,14	3,72				
	66	70	75	78	82	85	89				
1,2	0,020	0,043	0,118	0,234	0,531	1,40	4,28	14,9			
	74	78	83	86	90	93	97	101			
1,3	0,045	0,090	0,221	0,399	0,814	1,93	5,35	17,4	64,7		
	82	86	92	95	98	102	106	110	114		
1,4	0,108	0,208	0,470	0,792	1,47	3,10	7,60	22,1	76,0	302	
	91	95	100	103	107	110	114	118	123	127	
1,5	0,275	0,518	1,12	1,80	3,11	5,93	12,8	32,5	98,5	357	1510
	100	104	110	113	116	120	124	128	132	137	141
1,6	0,745	1,38	2,88	4,51	7,48	13,3	26,0	57,4	150	472	1800
	109	114	119	122	126	129	133	137	142	146	151
1,7	2,13	3,89	7,96	12,2	19,8	33,8	61,7	123	278	742	2430
	119	124	129	132	135	139	143	147	151	156	161
1,8	6,36	11,5	23,3	35,4	56,3	93,9	165	308	628	1450	3950
	129	134	139	142	146	149	153	157	162	166	171
1,9	19,9	35,9	71,8	108	170	280	480	866	1660	3440	8070
	140	145	150	153	156	160	164	168	172	177	182
2,0	65,3	117	232	348	544	884	1500	2640	4880	+	+
	151	156	161	164	167	171	175	179	183	+	+

Таблица П.1.36(А)

**Распределительные трансформаторы с охлаждением ONAN, $t = 4$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,003	0,008	0,032								
	43	46	48								
0,8	0,005	0,012	0,040	0,093							
	51	53	56	57							
0,9	0,010	0,020	0,056	0,117	0,292						
	59	61	64	66	67						
1,0	0,023	0,039	0,091	0,170	0,377	1,00					
	68	70	73	74	76	78					
1,1	0,056	0,091	0,178	0,294	0,566	1,32	3,72				
	77	79	82	84	86	87	89				
1,2	0,154	0,236	0,417	0,621	1,04	2,06	5,00	14,9			
	87	89	92	94	95	97	99	101			
1,3	0,455	0,677	1,12	1,56	2,36	4,02	8,13	20,5	64,7		
	98	100	103	104	106	108	110	112	114		
1,4	1,45	2,11	3,36	4,50	6,38	9,76	18,8	34,7	90,6	302	
	109	111	114	115	117	119	121	123	125	127	
1,5	4,94	7,09	11,0	14,4	19,7	28,2	43,7	76,1	160	431	1510
	120	122	125	127	128	130	132	134	137	139	141
1,6	17,9	25,5	38,8	50,1	66,8	92,7	135	211	371	790	2200
	132	134	137	139	140	142	144	146	149	151	153
1,7	69,0	97,3	146	187	246	334	470	694	1100	1950	4190
	144	147	149	151	153	155	157	159	161	163	166
1,8	282	394	587	745	971	1300	1790	2560	3830	6110	+
	157	160	162	164	166	167	169	172	174	176	179
1,9	1220	1690	2500	3150	4080	5410	7370	+	+	+	+
	171	173	176	177	179	181	183	+	+	+	+
2,0	5540	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	184	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

**Распределительные трансформаторы с охлаждением *ONAN*, $t = 8$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,007	0,012	0,032								
	47	48	48								
0,8	0,016	0,023	0,049	0,093							
	56	56	57	57							
0,9	0,40	0,054	0,092	0,148	0,292						
	65	66	66	67	67						
1,0	0,114	0,144	0,212	0,295	0,485	1,00					
	75	76	77	77	78	78					
1,1	0,356	0,436	0,584	0,735	1,03	1,73	3,72				
	86	87	87	88	89	89	89				
1,2	1,22	1,46	1,85	2,20	2,78	3,92	6,68	14,9			
	98	98	99	99	100	100	101	101			
1,3	4,53	5,33	6,57	7,55	9,01	11,4	16,2	27,9	64,7		
	110	110	111	111	112	112	113	114	114		
1,4	18,1	21,1	25,5	28,8	33,3	39,9	50,7	71,9	126	302	
	122	123	124	124	125	125	126	126	127	127	
1,5	78,1	90,0	107	120	136	158	190	242	345	609	1510
	136	136	137	137	138	138	139	140	140	141	141
1,6	360	412	486	538	604	690	807	974	1240	1770	3160
	150	150	151	151	152	152	153	153	154	155	155
1,7	1770	2020	2360	2600	2890	3270	3760	4410	5350	6840	9770
	164	165	165	166	166	167	167	168	168	169	170
1,8	9320	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	179	180	180	181	181	182	182	183	183	184	+

**Распределительные трансформаторы с охлаждением ONAN, $t = 24$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1
	0,25–1,5
0,7	0,032
	48
0,8	0,093
	57
0,9	0,292
	67
1,0	1,00
	78
1,1	3,72
	89
1,2	14,9
	101
1,3	64,7
	114
1,4	302
	127
1,5	1510
	141
1,6	8080
	156
1,7	+
	171

Таблица П.1.39(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON, $t = 0,5$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,004	0,024								
	30	37	46								
0,8	0,001	0,004	0,025	0,074							
	35	42	50	55							
0,9	0,001	0,004	0,026	0,077	0,258						
	40	47	55	61	66						
1,0	0,001	0,005	0,027	0,080	0,267	1,00					
	45	52	61	66	72	78					
1,1	0,001	0,005	0,029	0,085	0,279	1,04	4,30				
	51	58	67	72	78	84	91				
1,2	0,002	0,007	0,034	0,094	0,300	1,09	4,47	20,5			
	57	64	73	78	84	90	97	104			
1,3	0,003	0,009	0,042	0,111	0,338	1,18	4,73	21,4	108		
	64	71	79	84	90	96	103	111	119		
1,4	0,005	0,015	0,059	0,144	0,409	1,35	5,18	22,8	113	631	
	71	78	86	91	97	103	110	118	125	134	
1,5	0,010	0,027	0,095	0,213	0,554	1,69	6,03	25,2	121	661	4040
	78	85	93	98	104	110	117	125	133	141	150
1,6	0,022	0,054	0,174	0,365	0,868	2,39	7,76	29,9	135	710	4250
	85	92	101	106	112	118	125	132	140	148	157
1,7	0,048	0,118	0,356	0,712	1,58	3,98	11,6	39,8	164	802	4590
	93	100	109	114	119	126	133	140	148	156	165
1,8	0,113	0,271	0,794	1,54	3,28	7,69	20,4	62,3	226	994	5250
	101	108	117	122	128	134	141	148	156	164	173
1,9	0,275	0,652	1,88	3,60	7,45	16,8	41,7	116	373	1430	6650
	110	117	125	130	136	142	149	157	164	173	182
2,0	0,695	1,64	4,69	8,88	18,1	40,0	95,8	251	736	2480	+
	118	125	134	139	145	151	158	165	173	182	+

Таблица П.1.40(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON, $t = 1$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,004	0,024			–					
	33	39	46								
0,8	0,001	0,004	0,025	0,074							
	39	44	51	55							
0,9	0,001	0,005	0,027	0,079	0,258						
	45	50	57	62	66						
1,0	0,002	0,006	0,031	0,087	0,276	1,00					
	51	57	64	68	73	78					
1,1	0,003	0,009	0,038	0,100	0,306	1,08	4,30				
	58	64	71	75	80	85	91				
1,2	0,005	0,014	0,053	0,128	0,363	1,21	4,66	20,5			
	66	71	78	83	87	93	98	104			
1,3	0,011	0,026	0,084	0,185	0,477	1,46	5,29	22,4	108		
	74	79	86	91	95	100	106	112	119		
1,4	0,24	0,055	0,158	0,317	0,733	2,00	6,56	25,7	119	631	
	82	88	95	99	104	109	114	120	127	134	
1,5	0,059	0,128	0,342	0,641	1,35	3,25	9,36	32,7	138	695	4040
	91	97	104	108	112	118	123	129	136	143	150
1,6	0,153	0,324	0,827	1,48	2,92	6,40	16,2	48,7	180	821	4480
	100	106	113	117	122	127	132	138	145	152	159
1,7	0,418	0,875	2,17	3,81	7,20	14,8	34,0	89,4	281	1100	5360
	110	115	122	127	131	136	142	148	155	161	169
1,8	1,21	2,50	6,11	10,6	19,5	38,9	84,0	201	549	1800	7400
	120	125	132	137	141	146	152	158	165	171	179
1,9	3,65	7,52	18,2	31,2	57,0	111	233	527	1310	3730	+
	130	136	143	147	152	157	162	168	175	182	+
2,0	11,6	23,8	57,1	97,3	176	341	701	1540	+	+	+
	141	147	154	158	162	168	173	179	+	+	+

Таблица П.1.41(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON, $t = 2$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,004	0,024								
	37	41	46								
0,8	0,002	0,005	0,027	0,074							
	44	48	53	55							
0,9	0,003	0,008	0,032	0,084	0,258						
	52	56	60	63	66						
1,0	0,005	0,013	0,044	0,104	0,297	1,00					
	60	64	69	71	75	78					
1,1	0,012	0,025	0,070	0,148	0,377	1,17	4,30				
	69	73	77	80	83	87	91				
1,2	0,030	0,057	0,136	0,254	0,563	1,53	5,09	20,5			
	78	82	87	90	93	96	100	104			
1,3	0,083	0,148	0,321	0,542	1,04	2,40	6,86	24,6	108		
	88	92	97	100	103	106	110	114	119		
1,4	0,248	0,432	0,879	1,39	2,42	4,79	11,4	34,2	132	631	
	99	103	108	110	114	117	121	125	129	134	
1,5	0,803	1,37	2,70	4,12	6,74	12,1	24,6	60,2	189	778	4040
	110	114	119	122	125	128	132	136	140	145	150
1,6	2,80	4,73	9,07	13,6	21,5	36,4	67,1	140	352	1150	5060
	122	126	131	133	137	140	144	148	152	157	162
1,7	10,4	17,5	33,0	48,8	75,9	125	218	414	885	2280	7760
	134	138	143	146	149	152	156	160	164	169	174
1,8	41,6	69,2	129	190	291	470	800	1450	2820	6190	+
	147	151	156	158	162	165	169	173	177	182	+
1,9	177	293	542	790	1200	1920	3210	+	+	+	+
	160	164	169	172	175	178	182	+	+	+	+
2,0	803	1320	2430	+	+	+	+	+	+	+	+
	174	178	183	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.42(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON, $t = 4$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,002	0,006	0,024			–					
	42	44	46								
0,8	0,004	0,009	0,030	0,074							
	50	52	54	55							
0,9	0,010	0,018	0,045	0,097	0,258						
	60	61	64	65	66						
1,0	0,027	0,042	0,085	0,154	0,347	1,00					
	70	72	74	75	76	78					
1,1	0,082	0,118	0,205	0,316	0,585	1,39	4,30				
	81	83	85	86	87	89	91				
1,2	0,277	0,386	0,608	0,844	1,32	2,48	6,15	20,5			
	93	94	96	98	99	101	102	104			
1,3	1,04	1,41	2,11	2,76	3,88	6,12	11,7	30,2	108		
	105	107	109	110	112	113	115	117	119		
1,4	4,26	5,70	8,27	10,5	14,0	19,9	31,7	61,6	164	631	
	118	120	122	123	125	126	128	130	132	134	
1,5	19,1	25,3	36,0	44,9	58,2	78,7	113	182	358	987	4040
	132	134	136	137	139	140	142	144	146	148	150
1,6	93,7	123	172	213	271	356	490	715	1160	2300	6530
	147	148	151	152	153	155	156	158	160	162	164
1,7	499	649	901	1100	1390	1800	2410	3360	4980	8140	+
	162	164	166	167	168	170	172	174	175	178	180
1,8	2880	3730	5130	6240	7790	+	+	+	+	+	+
	178	180	182	183	184	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.43(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON, $t = 8$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,005	0,009	0,024								
	45	45	46								
0,8	0,014	0,019	0,038	0,074							
	54	55	55	55							
0,9	0,040	0,051	0,080	0,126	0,258						
	65	65	66	66	66						
1,0	0,135	0,160	0,216	0,287	0,463	1,00					
	76	77	77	77	78	78					
1,1	0,506	0,584	0,726	0,871	1,16	1,90	4,30				
	89	89	89	90	90	90	91				
1,2	2,12	2,40	2,86	3,26	3,91	5,22	8,64	20,5			
	102	102	103	103	103	103	104	104			
1,3	9,84	11,0	12,8	14,2	16,3	19,6	26,1	43,6	108		
	116	116	117	117	117	117	118	118	119		
1,4	50,5	56,1	64,3	70,4	78,5	90,1	108	145	244	631	
	131	131	131	132	132	132	133	133	133	134	
1,5	286	315	358	388	427	478	551	665	886	1500	4040
	146	147	147	147	148	148	149	148	149	149	150
1,6	1780	1950	2200	2370	2580	2850	3220	3720	4500	5990	+
	163	163	164	164	164	164	165	165	165	166	166
1,7	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	180	180	181	181	181	182	182	182	183	183	184

Таблица П.1.44(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением ON , $t = 24$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное окрашивание
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1
	0,25–1,5
0,7	0,024
	46
0,8	0,074
	55
0,9	0,258
	66
1,0	1,00
	78
1,1	4,30
	91
1,2	20,5
	104
1,3	108
	119
1,4	631
	134
1,5	4040
	150
1,6	+
	167

Таблица П.1.45(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OF*, $t = 0,5$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,003	0,020								
	35	39	44								
0,8	0,001	0,003	0,020	0,065							
	42	46	51	54							
0,9	0,001	0,004	0,022	0,067	0,239						
	49	53	59	62	66						
1,0	0,002	0,005	0,024	0,072	0,249	1,00					
	57	61	67	70	74	78					
1,1	0,004	0,008	0,032	0,084	0,270	1,05	4,70				
	66	70	75	79	83	87	91				
1,2	0,009	0,018	0,051	0,114	0,323	1,15	4,93	24,8			
	75	79	85	88	92	96	101	106			
1,3	0,025	0,045	0,107	0,202	0,471	1,42	5,49	26,2	147		
	85	89	95	98	102	106	111	116	121		
1,4	0,075	0,131	0,280	0,470	0,915	2,21	7,02	29,5	156	975	
	96	100	105	108	112	116	121	126	132	138	
1,5	0,241	0,415	0,846	1,35	2,35	4,73	11,8	39,2	178	1040	7230
	107	111	116	119	123	127	132	137	143	149	155
1,6	0,823	1,41	2,82	4,38	7,30	13,3	27,7	70,8	246	1200	7730
	118	122	127	131	135	139	143	148	154	160	166
1,7	2,99	5,08	10,1	15,5	25,4	44,6	85,0	183	482	1740	9120
	130	134	139	143	146	151	155	160	166	172	178
1,8	11,5	19,5	38,4	58,8	95,5	165	305	609	1360	3700	+
	142	147	152	155	159	163	168	173	178	184	+
1,9	46,9	79,1	155	237	383	657	1200	+	+	+	+
	155	160	165	168	172	176	181	+	+	+	+
2,0	203	341	666	1010	+	+	+	+	+	+	+
	169	173	178	182	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.46(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OF*, $t = 1$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,003	0,020			–					
	37	40	44								
0,8	0,001	0,004	0,021	0,065							
	45	48	52	54							
0,9	0,002	0,005	0,024	0,070	0,239						
	54	57	61	63	66						
1,0	0,005	0,009	0,032	0,081	0,260	1,00					
	63	66	70	72	75	78					
1,1	0,012	0,021	0,053	0,113	0,312	1,10	4,70				
	73	76	80	82	85	88	91				
1,2	0,036	0,058	0,119	0,209	0,462	1,35	5,21	24,8			
	84	87	91	93	96	99	102	106			
1,3	0,120	0,186	0,342	0,528	0,945	2,14	6,62	27,8	147		
	95	98	102	105	107	110	114	117	121		
1,4	0,431	0,659	1,16	1,68	2,66	4,85	11,2	36,4	166	975	
	108	110	114	117	119	122	126	129	133	138	
1,5	1,68	2,55	4,37	6,18	9,30	15,2	28,3	66,7	225	1110	7230
	120	123	127	129	132	135	138	142	146	150	155
1,6	7,09	10,7	18,1	25,3	37,2	58,0	97,6	186	446	1570	8340
	134	137	140	143	146	149	152	155	159	164	168
1,7	32,3	48,3	81,0	112	164	250	406	706	1380	3370	+
	148	151	154	157	160	163	166	170	173	178	182
1,8	159	236	393	543	784	1190	1890	3180	+	+	+
	162	165	169	171	174	177	181	184	+	+	+
1,9	842	1250	2060	+	+	+	+	+	+	+	+
	178	181	184	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.47(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением OF , $t = 2$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	6,001	0,004	0,020								
	41	42	44								
0,8	0,002	0,005	0,023	0,065							
	45	51	53	54							
0,9	0,006	0,010	0,030	0,076	0,239						
	60	61	63	64	66						
1,0	0,017	0,025	0,053	0,107	0,286	1,00					
	70	72	74	75	76	78					
1,1	0,056	0,077	0,130	0,207	0,426	1,22	4,70				
	82	84	86	87	88	90	91				
1,2	0,211	0,280	0,421	0,577	0,922	1,93	5,85	24,8			
	95	96	98	99	101	102	104	106			
1,3	0,877	1,14	1,64	2,10	2,91	4,66	9,90	31,6	147		
	108	109	111	113	114	116	117	119	121		
1,4	4,03	5,20	7,27	9,07	11,8	16,6	26,7	57,2	191	975	
	122	124	126	127	128	130	131	133	135	138	
1,5	20,5	26,1	36,0	44,3	56,4	75,1	107	173	372	1300	7230
	137	139	141	142	143	145	146	148	150	153	155
1,6	114	145	198	241	303	394	536	774	1260	2730	9870
	153	154	156	158	159	161	162	164	166	168	171
1,7	703	886	1200	1450	1800	2320	3090	4280	6290	+	+
	169	171	173	174	176	177	179	181	183	+	+

Таблица П.1.48(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OF*, $t = 4$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,003	0,005	0,20			—					
	43	43	44								
0,8	0,006	0,010	0,026	0,065							
	53	53	54	54							
0,9	0,019	0,025	0,046	0,089	0,239						
	64	64	65	65	66						
1,0	0,069	0,082	0,117	0,172	0,344	1,00					
	76	76	77	77	78	78					
1,1	0,278	0,320	0,403	0,499	0,734	1,50	4,70				
	89	89	90	90	91	91	91				
1,2	1,26	1,43	1,71	1,96	2,42	3,54	7,37	24,8			
	103	103	104	104	104	105	105	106			
1,3	6,40	7,18	8,40	9,37	10,8	13,3	19,3	40,7	147		
	118	118	119	119	119	120	120	121	121		
1,4	36,4	40,5	46,7	51,4	57,8	67,0	82,6	119	252	975	
	134	134	134	135	135	136	136	137	136	138	
1,5	231	256	292	319	353	400	467	576	823	1760	7230
	150	151	151	151	152	152	153	153	154	154	155
1,6	1640	1800	2040	2210	2430	2720	3100	3640	4500	6400	
	168	168	169	169	169	170	170	171	171	172	173

Таблица П.1.49(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OF*, $t = 8$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,006	0,008	0,020								
	44	44	44								
0,8	0,017	0,020	0,034	0,065							
	54	54	54	54							
0,9	0,057	0,063	0,082	0,118	0,239						
	66	66	66	66	66						
1,0	0,223	0,238	0,273	0,324	0,469	1,00					
	78	78	78	78	78	78					
1,1	0,989	1,04	1,14	1,24	1,45	2,11	4,70				
	91	91	91	91	91	91	91				
1,2	4,95	5,17	5,53	5,82	6,31	7,37	10,7	24,8			
	106	106	106	106	106	106	106	106			
1,3	27,8	28,9	30,6	31,8	33,5	36,3	42,1	60,7	147		
	121	121	121	121	121	121	121	121	121		
1,4	175	181	190	197	205	217	235	271	388	975	
	137	137	137	137	137	137	137	137	138	138	
1,5	1240	1280	1330	1370	1420	1490	1570	1700	1950	2780	7230
	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
1,6	9790	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173

Таблица П.1.50(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением OF , $t = 24$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1
	0,25–1,5
0,7	0,020
	44
0,8	0,065
	54
0,9	0,239
	66
1,0	1,00
	78
1,1	4,70
	91
1,2	24,8
	106
1,3	147
	121
1,4	975
	138
1,5	7230
	155
1,6	+
	173

Таблица П.1.51(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OD*, $t = 0,5$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,000	0,001	0,008								
	23	29	36								
0,8	0,000	0,001	0,008	0,032							
	31	36	44	48							
0,9	0,000	0,001	0,009	0,034	0,163						
	40	45	53	57	62						
1,0	0,001	0,002	0,010	0,037	0,172	1,00					
	50	55	63	67	72	78					
1,1	0,002	0,004	0,016	0,048	0,196	1,06	7,42				
	61	66	73	78	83	89	95				
1,2	0,005	0,012	0,037	0,087	0,275	1,25	7,97	66,7			
	73	78	86	90	95	101	107	114			
1,3	0,021	0,045	0,123	0,244	0,589	1,94	9,73	72,3	726		
	86	91	99	103	108	114	120	127	135		
1,4	0,096	0,201	0,524	0,970	2,02	5,03	17,1	92,3	794	9550	
	100	105	113	117	122	128	135	142	149	157	
1,5	0,497	1,03	2,63	4,77	9,43	20,8	53,7	186	1070	+	+
	115	121	128	132	138	143	150	157	164	172	181
1,5	2,90	5,97	15,1	27,1	52,8	112	263	711	2520	+	+
	131	137	144	149	154	160	166	173	180	+	+
1,7	19,1	39,2	98,5	176	339	712	1630	+	+	+	+
	148	154	161	166	171	177	183	+	+	+	+
1,8	143	291	727	1290	+	+	+	+	+	+	+
	167	172	180	184	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.52(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OD*, $t = 1$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,000	0,001	0,008								
	27	31	36								
0,8	0,000	0,001	0,008	0,032							
	36	40	45	48							
0,9	0,001	0,002	0,010	0,035	0,163						
	46	50	55	59	62						
1,0	0,002	0,004	0,015	0,045	0,183	1,00					
	58	62	67	70	74	78					
1,1	0,007	0,013	0,035	0,078	0,246	1,14	7,42				
	70	74	80	83	87	91	95				
1,2	0,030	0,054	0,123	0,221	0,500	1,65	8,65	66,7			
	84	88	94	97	101	105	109	114			
1,3	0,152	0,269	0,571	0,939	1,74	3,98	13,6	79,4	726		
	100	104	109	112	116	120	125	130	135		
1,4	0,893	1,56	3,23	5,14	8,85	17,0	39,4	137	884	9550	
	116	120	125	129	132	136	141	146	151	157	
1,5	6,08	10,5	21,4	33,6	56,4	102	204	483	1700	+	+
	134	138	143	146	150	154	159	164	169	175	181
1,6	48,0	82,3	165	257	426	754	1440	3000	+	+	+
	153	157	162	165	169	173	178	183	+	+	+
1,7	438	745	1480	+	+	+	+	+	+	+	+
	173	177	182	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.53(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением OD , $t = 2$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,000	0,001	0,008								
	31	33	36								
0,8	0,001	0,002	0,009	0,032							
	42	44	47	48							
0,9	0,002	0,004	0,014	0,040	0,163						
	54	56	59	50	62						
1,0	0,010	0,015	0,032	0,067	0,209	1,00					
	68	70	72	74	76	78					
1,1	0,048	0,070	0,122	0,192	0,398	1,33	7,42				
	83	85	87	89	91	93	95				
1,2	0,278	0,395	0,639	0,894	1,41	2,93	10,4	66,7			
	99	101	104	105	107	109	112	114			
1,3	1,93	2,70	4,22	5,66	8,09	12,9	26,6	97,7	726		
	117	119	122	123	125	127	130	132	135		
1,4	15,9	22,0	33,7	44,3	61,1	89,6	145	297	1120	9550	
	136	138	141	143	144	147	149	152	154	157	
1,5	156	213	321	418	566	805	1210	1990	4070	+	+
	157	159	162	163	165	167	170	172	175	178	181
1,6	1800	2450	3650	+	+	+	+	+	+	+	+
	179	181	184	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица П.1.54(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OD*, $t = 4$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,001	0,002	0,008								
	35	35	36								
0,8	0,003	0,004	0,011	0,032							
	47	47	48	48							
0,9	0,011	0,014	0,024	0,049	0,163						
	60	61	61	62	62						
1,0	0,054	0,065	0,091	0,130	0,271	1,00					
	75	76	76	77	77	78					
1,1	0,334	0,392	0,500	0,610	0,863	1,80	7,42				
	92	93	93	94	94	95	95				
1,2	2,50	2,90	3,56	4,12	5,03	7,01	14,6	66,7			
	110	111	112	112	113	113	114	114			
1,3	22,7	26,0	31,2	35,4	41,3	50,6	69,9	145	726		
	130	131	131	132	132	133	134	134	135		
1,4	248	281	334	374	429	505	622	853	1740	9550	
	152	152	153	153	154	155	155	156	157	157	
1,5	3270	3690	4330	4810	5440	6300	7490	9300	+	+	+
	175	175	176	177	177	178	178	179	180	180	181

Таблица П.1.55(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OD*, $t = 8$ ч.
Допустимые нагрузки и соответствующее суточное сокращение
срока службы (в «нормальных» сутках)**

K_2	K_1										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,002	0,003	0,008								
	36	36	36								
0,8	0,008	0,009	0,015	0,032							
	48	48	48	48							
0,9	0,036	0,039	0,049	0,071	0,163						
	62	62	62	62	62						
1,0	0,204	0,218	0,247	0,285	0,407	1,00					
	78	78	78	78	78	78					
1,1	1,42	1,50	1,64	1,76	2,02	2,85	7,42				
	95	95	95	95	95	95	95				
1,2	12,0	12,6	13,5	14,3	15,3	17,4	24,3	66,7			
	114	114	114	114	114	114	114	114			
1,3	123	129	137	143	151	162	183	252	726		
	135	135	135	135	135	135	135	135	135		
1,4	1540	1590	1680	1740	1820	1930	2080	2340	3170	9550	
	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	
1,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181

Таблица П.1.56(А)

**Трансформаторы средней и большой мощности с охлаждением *OD*,
 $t = 24$ ч. Допустимые нагрузки и соответствующее суточное
сокращение срока службы (в «нормальных» сутках)**

Температура охлаждающей среды, °С	40	30	20	10	0	-10	-20	-25
Суточное сокращение срока службы:								
умножить значение, приведенное в таблице, на указанный здесь коэффициент	10	3,2	1,0	0,32	0,1	0,032	0,01	0,0055
K_2	K_1							
	0,25–1,5							
0,7	0,008							
	36							
0,8	0,032							
	48							
0,9	0,163							
	62							
1,0	1,00							
	78							
1,1	7,42							
	95							
1,2	66,7							
	114							
1,3	726							
	135							
1,4	9550							
	157							
1,5	+							
	181							

Приложение 2

Номинальные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов (к главе 3)

Таблица П.2.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6, 10, 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВ · А	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	НН				
ТМ(Г)-25/6-10	25	6; 10	0,4	4,5–4,7	0,6–0,69	0,105–0,125	3,2
ТМ(Г)-40/6-10	40	6; 10	0,4	4,5–4,7	0,88	0,15–0,24	4,5
ТМ(Г)-63/6-10	63	6; 10	0,4	4,5–4,7	1,28–1,47	0,36	2,8–4,5
ТМ-100/6-10	100	6,3	0,4	4,5–4,7	1,97–2,27	0,31–0,365	2,6
ТМГ-100/6-10	100	10	0,4	4,5	1,97	0,305	2,6
ТМ-160/6-10	160	6; 10	0,4	4,5–4,7	2,67–3,1	0,46–0,54	2,4
ТМГ-160/6-10	160	6, 10	0,4	4,5	2,65	0,41	2,4
ТМ-250/6-10	250	6; 10	0,4	4,5–4,7	3,7–4,2	1,05	2,3–3,7
ТМГ-250/6-10	250	6; 10	0,4	4,5	3,7	0,55	2,3
ТМ-400/6-10	400	6; 10	0,4	4,5	5,5–5,9	0,92–1,08	2,1–3,0
ТМГ-400/6-10	400	6; 10	0,4	4,5	5,5	0,83	2,1
ТМ-630/6-10	630	6; 10	0,4	5,5	7,6–8,5	1,42–1,68	2,0–3,0
ТМГ-630/6-10	630	6; 10	0,4	5,5	7,6	1,05	2,1
ТМЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4	5,5	7,6	1,05	1,6
ТМ-1000/6-35	1000	6–35	0,4–10	8	12,2	2,3–2,75	1,5
ТМГ-1000/6-35	1000	6–35	0,4–10	5,5	10,8	1,55	1,2
ТМЗ-1000/6-35	1000	6–35	0,4–10	5,5	10,8	1,55	1,2
ТМГ-1250/6-35	1000	6–35	0,4–10	6,0	14	1,65	1,3
ТМ-1600/6-35	1600	6–35	0,4–10	5,5	18	2,8–3,3	1,3–2,6
ТМЗ-1600/6-35	1600	6–35	0,4–10	6,0	16,5	2,05	1,0
ТМ-2500/6-35	2500	6–35	0,4–10	5,5	25–23,5	3,9–4,6	1,0
ТМЗ-2500/6-35	2500	6–35	0,4–10	6,0	24,0	2,8	0,8
ТМ-4000/6-35	4000	6–35	0,4–10	7,5	20	4,1	1,2
ТМ-6300/6-35	6300	6–35	0,4–10	7,8	21	4,9	1,5

Таблица П.2.2

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	НН				
ТД-10000/35	10	35	6; 10	7,5	65	14,5	0,8
ТМН-10000/35	10	35	6; 10	7,5	65	14,5	0,8
ТДНС-10000/35	10	35	6; 10	8,0	60	12,5	0,6
ТД-16000/35	16	35	6; 10	8,0	90	21	0,6
ТДНС-16000/35	16	35	6; 10	10	85	18	0,55
ТРДНС-25000/35	25	35	6–6; 10–10	9,5	115	25	0,5
ТРДНС-32000/35	32	35	6–6; 10–10	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	35	6–6; 10–10	11,5	170	36	0,4
ТРДНС-63000/35	63	35	6–6; 10–10	11,5	250	50	0,3

Таблица П.2.3

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные							
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт
		ВН	СН	НН	В–С	В–Н	С–Н		
ТМТН-6300/35	6,3	35	10; 13,8	6	7,5	7,5	16,5	55	12
ТМТН-1000/35; ТДТН-10000/35	10	35	10; 13,8; 15,75	6	16,5 (8)	8 (16,5)	7,2	75	18
ТМТН-16000/35; ТДТН-16000/35	16	35	10; 13,8; 15,75	6	17 (8)	8 (17)	7,5	115	28

Таблица П.2.4

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	110	6; 10	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	110	6; 10; 15,75	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	110	6; 10; 15,75	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	110	6; 10	10,5	85	19	0,7
ТРДН-25000/110; ТРДНФ-25000/110	25	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	120	27	0,7
ТДН-40000/110	40	121	3; 6; 10	17	160	50	0,65
ТРДН-40000/110	40	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	172	36	0,65
ТРДНС-40000/110	40	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	175	42	0,7
ТРДН-63000/110	63	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	260	59	0,6
ТРДЦНК-63000/110	63	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	245	59	0,6
ТРДЦН-80000/110	80	110	6/6; 6/10; 10/10	10,5	310	70	0,6
ТРДЦН-125000/110	125	110	10/10	10,5	400	100	0,55

Таблица П.2.5

Трехфазные трансформаторы 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные						$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %					
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДН-16000/150	16	158	–	6,6; 11	–	11	–	80	18	0,71
ТДТН-16000/150	16	158	38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	70	15	1,0
ТДТН-25000/150	25	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6,5	150	30	0,65
ТРДН-32000/150	32	158	–	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	–	10,5	–	163	52	0,87
ТДТН-40000/150	40	158	11; 38,5	6,6; 11	10,5	18,5	7	165	48	0,8
ТРДН-63000/150	63	158	–	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	–	13	–	280	80	0,7
ТДТН-63000/150	63	158	11; 38,5	6,6; 11	10,5	19	7,5	260	50	0,8

Таблица П.2.6

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные						
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	
		ВН	НН					
ТРДН-32000/220	32	230	6,6/6,6; 11/11; 6,6/11		12	167	53	0,9
ТРДНС-40000/220	40	230	6,6/6,6; 11/11		12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	6,6/6,6; 11/11		12	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	11/11; 38,5		12	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	11/11; 38,5		12	525	167	0,6

Таблица П.2.7

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы
и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Каталожные данные									
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт			$\Delta P_{\text{х}}$, кВт
		ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
ТДТН- 25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	–	–	50
ТДТНЖ- 25000/220	25	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5	135	–	–	50
ТДТН- 40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	–	–	55
ТДТНЖ- 40000/220	40	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5	240	–	–	66
АТДЦТН- 63000/220	63	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9	215	–	–	45
АТДЦТН- 125000/220	125	230	121	0,4; 6,6; 11; 38,5	11	31/45	19/28	290/305	–	–	85/65
АТДЦТН- 200000/220	200	230	121	6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20	430	–	–	125
АТДЦТН- 250000/220	250	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	–	–	145

Номинальные параметры высоковольтных аппаратов (к главе 6)

Таблица П.3.1

Технические характеристики электромагнитных выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{н.отк.}}$, кА	$I_{\text{м.дин.с}}$, кА	$I_{\text{т.с}}/t_{\text{т.с}}$, кА/с	$t_{\text{отк.}}$, с
ВЭМ-6	6	2000; 3200	40	125	40/4	0,08
ВЭ-6	6	1600; 2000; 3150	40	128	40/4	0,075
ВЭМ-10Э	10	1000; 1250	12,5	52	25/5	0,08
ВЭ-10	10	1250; 1600; 2000; 3600	20; 31,5	51; 80	20/3; 31,5/4	0,075

Таблица П.3.2

Технические характеристики вакуумных выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{н.отк.}}$, кА	$I_{\text{м.дин.с}}$, кА	$I_{\text{т.с}}/t_{\text{т.с}}$, кА/с	$t_{\text{отк.}}$, с
ВР-6	6	1600; 2000; 3150	40	128	40/3	0,05
ВРС-10	10	630; 3150	20; 40	52, 102	20/3; 40/3	0,05
ВВУ-СЭЩ-10	10	1000; 1600; 3150	20; 40	52, 104	20/3; 40/3	0,05
ВБКЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	52, 80	20/3; 31,5/3	0,03–0,04
ВБЭМ-10	10	630; 1000; 1600; 2500	20; 31,5	52, 80	20/3; 31,5/3	0,03–0,04
ВБТЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	52, 80	20/3; 31,5/3	0,05
ВБ-10	10	1600	20	52	20/3	0,025–0,03
ВБЭ-10	10	1000; 1600; 2000; 3150	20; 31,5	52, 80	20/3; 31,5/3	0,025–0,04
ВВПЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	52; 80	20/3; 31,5/3	0,045
ВБ4-П-10	10	1000; 1600; 2000; 3150	20; 31,5	51; 81	20/3; 31,5/3	0,045
ВВЭ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	52; 80	20/3; 31,5/3	0,045–0,05
ВВТЭ-10	10	630; 1000	10; 20	25; 52	10/3; 20/3	0,05
ВВПЧ-С-10	10	1000	20	50	20/3	0,04
ВВ/ТЕЛ-10	10	800	20	50	20/3	0,025

Окончание табл. П.3.2

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{п.отк}}$, кА	$I_{\text{м.дин.с}}$, кА	$I_{\text{т.с}}/t_{\text{т.с}}$, кА/с	$t_{\text{отк}}$, с
ВБКЭБ-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5	50; 80	20/3; 31,5/3	0,07
ВБП-35	35	1600	20	50	20/3	–
ВБЧ-35	35	1250	20	50	20/3	–
ВБС-35	35	1250	20	50	20/3	–
ВБСЭ-35	35	1250; 1600	20	50	20/3	–
ВВУ-СЭЦ-35	35	1000; 1600	20	51	20/3	0,06
ВВН-СЭЦ-35	35	1000; 1600	25	63	25/3	0,08
ВБН-35	35	1600	20	52	20/3	0,06
ВР35НС	35	1600	20	52	20/3	–
ВБЦ-35	35	1250	20	80	20/3	0,085
ВБЭ-110	110	1600	25; 31,5	50	20/3	0,07
ВРС-110	110	2500	31,5	81	31,5/3	0,047

Таблица П.3.3

Технические характеристики элегазовых выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{п.отк}}$, кА	$I_{\text{м.дин.с}}$, кА	$I_{\text{т.с}}/t_{\text{т.с}}$, кА/с	$t_{\text{отк}}$, с
ВГБЭП-35	35	630	12,5	50	20 / 3	
ВГБ-35	35	630	12,5	50	20/3	
ВГТ-35	35	3150	50	127,5	50/3	0,055
ЛТВ-145D1	145	3150	31,5; 40	80; 102	31,5/3; 40/3	0,04
НРЛ-170В1	145	4000	63	160	63/3	0,04
ВГТ-110	110	2500	40	102	50/3	0,06
ВЭБ-110	110	2500	50	102	50/3	
ВЭБ-220	220	2500; 3150	50	125	50/3	
ВГБУ-220	220	2000	50	102	50/3	
ВГТ-220	220	3150	40	102	40/3	0,06
ВГБ-220	220	2000	40	102	40/3	
НРЛ-245	245	4000	63	160	63/3	0,04

Технические характеристики выключателей нагрузки

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{н.откр}}$, А	$I_{\text{м.дин.с}}$, кА
ВНР-10/400-10 ₃ У3	10	400	400/800	25
ВНА-10/630-20У2	10	630	630	52
ВНА СЭЦ-10/630-20У2	10	630	630	52
ВНПР-10/630-16	10	630	630	41
ВНП _р А-10/630-20	10	600/300	800	51
ВН-11/400-20У3	10	400	400/200	80
ВНП-10/400-20У3	10	630	630	51
ВНА-ЭД-П -10/630-20У2	10	630	630	52
ВНР _п -10/400-10 ₃ У3	10	400	400/800	25
ВНР _п -10/400-10 _{3з} У3	10	400	400/800	25
ВНР _п -10/400-10 _{зп} У3	10	400	400/800	25
ВНР _п -10/400-10 _{зпз} У3	10	400	400/800	25
ВНП _у -10/400-10 ₃ У3	10	400	400/800	25
ВНП _у -10/400-10 _{зп} У3	10	400	400/800	25
ВНП _у П-10/400-10 _{зп} 3У3	10	400	400/800	25
ВНВР-10/630-20 (вак)	10	630	630	52
ВБСН-10/630-20 (вак)	10	630	630	52
КАГ-24-30/30000У3	24	30000	30000	500

Примечание: В – выключатель; Н – нагрузки; А – автогазовый; Р – с ручным приводом; П – с пружинным приводом; п – конструктивное исполнение (со встроенным предохранителем); у – с усиленной контактной системой; К – устройство комплектное; АГ – конструктивное исполнение (генераторный); з – с заземляющими ножами; зп – заземляющие ножи расположены за предохранителем; з – наличие устройства для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя

Таблица П.3.5

Технические характеристики высоковольтных предохранителей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном п.л.вст}}$, А	$I_{\text{н.отк}}$, А	$R_{\text{п.л.вст}}$, Ом	
				мин	макс
ПКТ-101-6-2-20	6	2,0	20	0,7673	1,023
ПКТ-101-6-3,2-20	6	3,2	20	0,3735	0,4986
ПКТ-101-6-5-20	6	5	20	0,1882	0,2519
ПКТ-101-6-8-20	6	8	20	0,1220	0,1608
ПКТ-101-6-10-20	6	10	20	0,08201	0,1052
ПКТ-101-6-16-20	6	16	20	0,05460	0,07005
ПКТ-101-6-20-20	6	20	20	0,04093	0,05250
ПКТ-101-6-31,5-20	6	31,5	20	0,02952	0,03692
ПКТ-102-6-31,5-31,5	6	31,5	31,5	0,02802	0,03505
ПКТ-102-6-40-31,5	6	40	31,5	0,01866	0,02335
ПКТ-102-6-50-31,5	6	50	31,5	0,01399	0,01750
ПКТ-102-6-80-31,5	6	80	20	0,00783	0,00979
ПКТ-101-6-2-40	6	2,0	40	0,6229	0,8305
ПКТ-101-6-3,2-40	6	3,2	40	0,3087	0,4099
ПКТ-101-6-5-40	6	5	40	0,1567	0,2090
ПКТ-101-6-8-40	6	8	40	0,1053	0,1386
ПКТ-101-6-10-40	6	10	40	0,07378	0,09460
ПКТ-101-6-16-40	6	16	40	0,04918	0,06306
ПКТ-101-6-20-40	6	20	40	0,03689	0,4730
ПКТ-103-6-80-31,5	6	80	31,5	0,009332	0,01166
ПКТ-103-6-100-31,5	6	100	31,5	0,006998	0,008745
ПКТ-103-6-160-20	6	160	20	0,00392	0,00490
ПКТ-101-10-2-12,5	10	2,0	12,5	1,1798	1,573
ПКТ-101-10-3,2-12,5	10	3,2	12,5	0,5587	0,7456
ПКТ-101-10-5-12,5	10	5	12,5	0,2816	0,3767
ПКТ-101-10-8-12,5	10	8	12,5	0,1800	0,2374
ПКТ-101-10-10-12,5	10	10	12,5	0,1201	0,1548
ПКТ-101-10-16-12,5	10	16	12,5	0,08025	0,1029
ПКТ-101-10-20-12,5	10	20	12,5	0,06016	0,07720
ПКТ-101-10-31,5-12,5	10	31,5	12,5	0,04406	0,05511
ПКТ-101-10-2-20	10	2,0	20	0,8130	1,0725
ПКТ-101-10-3,2-20	10	3,2	20	0,4200	0,5574
ПКТ-101-10-5-20	10	5	20	0,2117	0,2815
ПКТ-101-10-8-20	10	8	20	0,1422	0,1868

Окончание табл. П.3.5

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном п.л.вст}}$, А	$I_{\text{н.отк}}$, А	$R_{\text{п.л.вст}}$, Ом	
				мин	мак
ПКТ-101-10-10-20	10	10	20	0,09916	0,1269
ПКТ-101-10-16-20	10	16	20	0,00619	0,08480
ПКТ-101-10-20-20	10	20	20	0,04967	0,06366
ПКТ-101-10-2-31,5	10	2,0	31,5	0,8374	1,116
ПКТ-101-10-3,2-31,5	10	3,2	31,5	0,4265	0,5687
ПКТ-101-10-5-31,5	10	5	31,5	0,2133	0,2844
ПКТ-101-10-8-31,5	10	8	31,5	0,1430	0,1881
ПКТ-101-10-10-31,5	10	10	31,5	0,09952	0,1276
ПКТ-101-10-16-31,5	10	16	31,5	0,06635	0,08507
ПКТ-101-10-20-31,5	10	20	31,5	0,04976	0,06380
ПКТ-102-10-31,5-31,5	10	31,5	31,5	0,03414	0,04268
ПКТ-102-10-40-31,5	10	40	31,5	0,02561	0,03201
ПКТ-102-10-50-12,5	10	50	12,5	0,01870	0,02330
ПКТ-103-10-50-31,5	10	50	31,5	0,02050	0,02563
ПКТ-103-10-80-31,5	10	80	20	0,01286	0,01603
ПКТ-103-10-100-31,5	10	100	12,5	0,00934	0,01168
ПКН-001-10	10	–	–	47,25	57,75
ПКН-001-35	35	–	–	–	–

Технические характеристики разъединителей

Тип	$U_{н}$, кВ	$I_{н}$, кВ	$I_{т.с}$, кА/ $t_{т.с}$, с	$I_{д.с}$, кА
РЛНД-I-10Б/200	10	200	6,3/4	15,75
РЛНД-10Б/315	10	315	10/4	25
РЛНД-10Б/400	10	400	10/4	25
РЛНД-10Б/630	10	630	12,5/4	31,5
РЛНД-I.1-10Б/400	10	400	10/4	25
РЛНД-I.2-10Б/400	10	400	10/4	25
РЛНД-I.2-10Б/200	10	200	6,3/4	15,75
РНД-35/1000	10	1000	25/4	63
РНД(З)-35/2000	10	2000	31,5/4	80
РГ-35/2000	35	2000	31,5/3	80
РГ-35/1000	35	1000	16/3	40
РГП-35/2000	35	2000	31,5/3	80
РГП-35/1000	35	1000	20/3	50
РД-35/1000	35	1000	16/3	40
РД-35/400	35	400	12,5/3	31,25
РДЗ-35/3150	35	3150	50/3	125
РДЗ-35Б/2000	35	2000	31,5/3	80
РДЗ-35Б/1250	35	1250	31,5/3	80
РДЗ-35/1000	35	1000	16/3	40
РНД(З)-110/1250	110	1250	40/3	1000
РГН-110/2000	110	2000	40/3	100
РГН-110/1000	110	1000	31,5/3	80
РГНП-110/2000	110	2000	40/3	100
РГНП-110/1000	110	1000	31,5/3	80
РГ-110/1000	110	1000	31,5/3	80
РГП-110/2000	110	2000	40/3	100
РДЗ-110/3150	110	3150	40/3	100
РДЗ-110/2000	110	2000	31,5/3	80
РДЗ-110/1000	110	1000	25/3	63
РДЗП-110/1000	110	1000	25/3	63
РДЗП-110/2000	110	2000	31,5/3	80
РДЗП-110/3150	110	3150	40/3	100
РДЗ-220/1000	110	1000	40/3	100
РДЗ-220/2000	110	2000	40/3	100
РГН-220/2000	220	2000	40/3	100

Окончание табл. П.3.6

Тип	$U_{н}, \text{кВ}$	$I_{н}, \text{кВ}$	$I_{т.с}, \text{кА}/t_{т.с}, \text{с}$	$I_{д.с}, \text{кА}$
РГН-220/1000	220	1000	31,5/3	80
РГ-220/2000	220	2000	40/3	100
РДЗ-220/1000	220	1000	25/3	63
РДЗ-220/2000	220	2000	31,5/3	80
РДЗ-220/3150	220	3150	50	125

Таблица П.3.7

Технические характеристики трансформаторов тока

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{1ном}, \text{А}$	$I_{2ном}, \text{А}$	$K_{л.точ.обм}$	$S_{2ном} \text{ кл.0,5}, \text{ВА}$	$I_T/I_{ном}; t_T = 3 \text{ с}$	$i_{д.с}/I_{ном}, \text{кА}$
ТОЛ-СЭЦ-10	10	10, 15, 20, 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	5	0,2; 0,2S; 0,5; 10P	5; 10	100 ($t_m = 1 \text{ с}$)	250–1000
ТЛК-10	10	30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	5	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1; 10P	10; 15	4,0–40,0 ($t_T = 1 \text{ с}$)	25,0–81,0
ТЛМ-10	10	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500	5	0,5; 10P	10; 15	2,8–26,0	17,6–100,0
ТПЛ-10	10	10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	1; 5	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1; 10P	3–30	45–60	112–265
ТОЛ-СЭЦ-35	35	20; 30; 50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 2500	1; 5	0,2; 0,2S; 0,5; 10P	3; 5; 10; 15; 20; 30	100–400 ($t_T = 1 \text{ с}$)	400–1000

Окончание табл. П.3.7

Тип	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{1\text{ном}},$ А	$I_{2\text{ном}},$ А	$K_{\text{л.точ.обм}}$	$S_{2\text{ном кл.0,5}},$ ВА	$I_T/I_{\text{ном}}$ $t_T = 3 \text{ с}$	$i_{\text{д.с}}/I_{\text{ном}},$ КА
ТЛК-35	35	10–2000	1; 5	0,2S; 0,5; 0,5S; 10P; 5P	5; 10; 15; 20; 30	25–100	62,5–260
ТФЗМ 35А	35	5; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	0,5; 10P	30	0,6–37	3–134
ТФЗМ 35Б1	35	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000	1; 5	0,5; 10P	30	0,7–55	3–141
ТОГ 110	110	100–200; 150–300; 200–400; 300–600; 400–800; 500–1000; 750–1500; 1000–2000; 1500–3000	1; 5	0,2S; 0,5; 0,5S; 10P; 5P	10; 20; 30	23,3–60	80–800
ТОГ-150	150	300–600; 600–1200; 1000–2000	1; 5	0,2S; 0,5; 10P; 5P	20; 30	21–140	60–400
ТФЗМ 220Б	220	300–2000	1; 5	0,2S; 0,5; 10P; 5P	30	20–67	90–100
ТОМ 220Б	220	600; 800; 1500; 2000; 3000	1; 5	0,5; 10P	20; 30	22,8–63	41,4–120
ТОГ 220	220	300–600; 400–800; 500–1000; 600–1200; 1000–2000	1; 5	0,2S; 0,5; 10P; 5P	20; 30	21–140	80–535
ТФРМ 330Б	330	1000–2000; 1500–3000	1	0,2S; 0,5; 10P; 5P	30; 40	31–63 ($t_T = 1 \text{ с}$)	53–161
ТОГ 330	330	1000–2000; 1500–3000; 2000–4000	1	0,2S; 0,5; 10P; 5P	30; 40	16–63	40–161

Технические характеристики трансформаторов напряжения

Тип	U_n , кВ	$S_{2ном}$, кл.0,2	$S_{2ном}$, кл.0,5	$S_{2ном}$, кл.1,0	$S_{2ном}$, кл.3,0	$S_{2макс}$
ЗНОЛ-6	6	25(30)	50(75)	150(200)	–	630
НАМИТ-6	6	75	150	300	600	1000
ЗНОЛ-10	10	25(30)	50(75)	150(200)	–	630
НАМИТ-10	10	75	150	300	600	1000
НАМИ-10	10	75	200	300	600	900
НАМИ-35	35	90	360	500	1200	2000
ЗНОЛ-35	35	30(50)	50(100)	200(300)	–	1000
НКФ-110	110	100	200	400	1000	2500
НОГ-110	110	150	300	600	1200	2500
НАМИ-110	110	200	400	600	1200	1200
ЗНОГ-М-110	110	150	400	600	1200	3200
НДЕ-110	110	120	200	400	800	–
НКФ-150	150	100	200	400	1000	2500
НОГ-150	150	150	300	600	1200	–
НКФ-220	220	100	200	400	1000	2500
НАМИ-220	220	200	400	600	–	1200
НОГ-220	220	150	300	600	1200	2500
ЗНОГ-М-220	220	150	400	600	1200	3200
НДЕ-220	220	120	200	400	800	–
НКФ-330	330	100	200	400	1200	2500
НОГ-330	330	225	510	1200	1300	2500
НАМИ-330	330	100	180	320	600	1200
НДЕ-330	330	150	300	500	600	1200

**Технические характеристики проводников и шин
(к главе 7)**

Таблица П.4.1

**Допустимый длительный ток для неизолированных
проводов по ГОСТ 839–80**

Номиналь- ное сече- ние, мм ²	Сечение (алюминий/ сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне поме- щений	внутри помещений	вне поме- щений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	–	60	–
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	–				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	–				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	–				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	–				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585				
	300/66	680	–				
330	330/27	730	–	–	–	–	–
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705				
	400/64	860	–				
500	500/27	960	830	–	980	–	820
	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	–	1100	–	955
700	700/86	1180	1040	–	–	–	–

Допустимый длительный ток для шин круглого и трубчатого сечений

Круглые шины			Шины трубчатого сечения						
D, мм	Допустимый ток, А		Параметры					Допустимый ток, А	
	медные	алюминиевые	D, мм	d, мм	q, мм ²	W, см ³	J, см ⁴	медные	алюминиевые
6	155/155	120/120	12	15	63,6	0,20	0,15	340	–
7	195/195	150/150	13	16	68,3	0,23	0,18	–	295
8	235/235	180/180	17	20	87,1	0,38	0,38	–	345
10	320/320	245/245	14	18	100,5	0,37	0,33	460	–
12	415/415	320/320	16	20	113,0	0,47	0,46	505	–
14	505/505	390/390	18	22	125,6	0,59	0,63	555	425
15	565/565	435/435	27	30	134,2	0,93	1,37	–	500
16	610/615	475/475	20	24	138,2	0,72	0,84	600	–
18	720/725	560/560	22	26	150,7	0,86	1,09	650	–
19	780/785	605/610	26	30	175,8	1,18	1,73	–	575
20	835/840	650/655	25	30	215,9	1,40	2,06	830	640
21	900/905	695/700	36	40	238,6	2,20	4,32	–	765
22	955/965	740/745	29	34	247,3	1,85	3,09	925	–
25	1140/1165	885/900	35	40	294,4	2,65	5,20	1100	850
27	1270/1290	980/1000	40	45	333,6	3,42	7,56	1200	935
28	1325/1360	1025/1050	45	50	372,9	4,30	10,55	1330	1040
30	1450/1490	1120/1155	49	55	489,8	6,16	16,61	1580	–
35	1770/1865	1370/1450	53	60	620,9	8,45	24,87	1860	–
38	1960/2100	1510/1620	64	70	631,1	10,33	35,49	–	1545
40	2080/2260	1610/1750	74	80	725,3	13,72	53,84	–	1770

Окончание табл. П.4.2

Круглые шины			Шины трубчатого сечения						
D, мм	Допустимый ток, А		Параметры					Допустимый ток, А	
	медные	алюминиевые	D, мм	d, мм	q, мм ²	W, см ³	J, см ⁴	медные	алюминиевые
42	2200/2430	1700/1870	90	95	726,1	16,67	77,72	2460	1925
45	2380/2670	1850/2060	62	70	829,0	13,19	45,30	2295	–
			72	80	954,6	17,61	69,11	2610	2035
			95	100	765,4	18,55	91,01	3060	–
			75	85	1256,0	24,19	100,87	3070	2400
			90	100	1491,5	34,39	168,73	–	2840

Примечание. В числителе приведены нагрузки при переменном токе, в знаменателе – при постоянном.

Таблица П.4.3

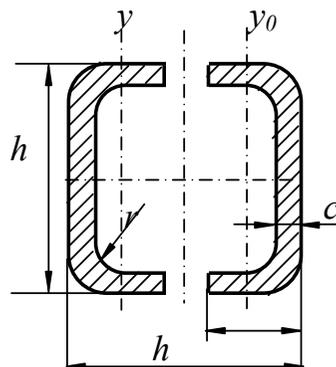
Допустимый длительный ток для шин прямоугольного сечения

Размеры, мм	Медные шины			Алюминиевые шины		
	Ток, А, при количестве полос на полюс или фазу					
	1	2	3	1	2	3
15 × 3	210	–	–	165	–	–
20 × 3	275	–	–	215	–	–
25 × 3	340	–	–	265	–	–
30 × 4	475	–	–	365/370	–	–
40 × 4	625	–/1090	–	480	–/855	–
40 × 5	700/705	–/1250	–	540/545	–/965	–
50 × 5	860/870	–/1525	–/1895	665/670	–/1180	–/1470

Размеры, мм	Медные шины			Алюминиевые шины		
	Ток, А, при количестве полос на полюс или фазу					
	1	2	3	1	2	3
50 × 6	955/960	–/1700	–/2145	740/745	–/1315	–/1655
60 × 6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	870/880	1350/1555	1720/1940
80 × 6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	1150/1170	1630/2055	2100/2460
100 × 6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	1425/1455	1935/2515	2500/3040
60 × 8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840
80 × 8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400
100 × 8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945
120 × 8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350
60 × 10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1025/1040	2010/2110
80 × 10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1320/1355	2410/2735
100 × 10	2310/2470	3610/4325	5300/6060	5300/6060	2860/3350	2860/3350
120 × 10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	3200/3900	3200/3900

Примечание. В числителе приведены значения переменного тока, в знаменателе – постоянного.

Допустимый длительный ток для шин коробчатого сечения



Размеры, мм				Сечение одной шины, мм ²	Момент сопротивления, см ³			Момент инерции, см ⁴			Допустимый продолжительный ток, А, на две шины	
h	b	c	r		одной шины		двух сращенных шин	одной шины		двух сращенных шин		
					W_{x-x}	W_{y-y}	W_{y0-y0}	J_{x-x}	J_{y-y}	J_{y0-y0}	медные	алюминиевые
75	35	4	6	520	10,1	2,52	23,7	41,6	6,2	89	2730	—
75	35	5,5	6	695	14,1	3,17	30,1	53,1	7,6	113	3250	2670
100	45	4,5	8	775	22,2	4,51	48,6	111	14,5	243	3620	2820
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	50	9,5	100	290,3	36,7	625	5500	4640
150	65	7	10	1785	74	14,7	167	560	68	1260	7000	5650
175	80	8	12	2440	122	25	250	1070	114	2190	8550	6430
200	90	10	14	3435	193	40	422	1930	254	4220	9900	7550
200	90	12	16	4040	225	46,5	490	2250	294	4900	10500	8830
225	105	12,5	16	4880	307	66,5	645	3450	490	7250	12500	10300
250	115	12,5	16	5450	360	81	824	4500	660	10300	—	10800

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Бохан Александр Николаевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

Электронный аналог печатного издания

Редакторы: *Н. Г. Мансурова,
Н. В. Гладкова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 01.02.17.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 18,33. Уч.-изд. л. 19,2.

Изд. № 48.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель