



Н.Н. КЛОЧКОВА, А.В. ОБУХОВА

# РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

*Учебное пособие*

---

---

---

**Н.Н. КЛОЧКОВА, А.В. ОБУХОВА**

**РАСЧЕТ  
ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ**



*Учебное пособие*

Самара  
2013

Печатается по решению редакционно-издательского совета СамГТУ

УДК 621.311

К 50

**Клочкова Н.Н.**

**К 50 Расчет электропитающих сетей:** учеб. пособ. / *Н.Н. Клочкова, А.В. Обухова.* – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2013. – 146 с.

Рассмотрен один из разделов курса «Распределительные устройства в системах электроснабжения» – расчет электропитающих сетей.

Изложены: методика составления схем замещения ЛЭП, трансформаторов, расчет потерь мощности и электроэнергии в электросетях, методы расчета установившихся режимов электрических сетей.

Одна из глав посвящена расчету эффективности развития электрических сетей.

Предназначено для подготовки бакалавров и магистров по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» профиля «Электроснабжение» (очной и заочной формы обучения). Рекомендуются использовать при изучении дисциплин «Распределительные устройства в системах электроснабжения», «Системы электроснабжения» при выполнении курсовых и контрольных работ, а также выпускных квалификационных работ.

УДК 621.311

К 50

Рецензент канд. техн. наук, доцент *Ю.А. Чабанов*

© Н.Н. Клочкова, А.В. Обухова, 2013

© Самарский государственный  
технический университет, 2013

## Список сокращений и условных обозначений

- АТ – трансформаторы  
ВЛ – воздушная линия электропередачи  
ГПП – главная понизительная подстанция  
ЕСКД – единая система конструкторской документации  
КЗ – короткое замыкание  
КРУ – комплектное распределительное устройство  
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки  
КУ – компенсирующие устройства  
ЛЭП – линия электропередач  
ОПУ – общеподстанционный пункт управления  
ОРУ – открытое распределительное устройство  
ПА – противоаварийная автоматика  
ПС – подстанция  
ПТБ – правила техники безопасности  
ПТЭ – правила технической эксплуатации станций и подстанций  
ПУЭ – правила устройства электроустановок  
РП – распределительный пункт  
РУ ВН – распределительное устройство высокого напряжения  
РУ НН – распределительное устройство низкого напряжения  
РУ СН – распределительное устройство среднего напряжения  
СК – синхронный компенсатор  
СТК – статический тиристорный компенсатор  
УСП ВЛ – укрупненные стоимостные показатели для ВЛ  
УШР – управляемый шунтирующий реактор  
ХХ – холостой ход  
ЭС – энергосистема

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие является разделом курса «Распределительные устройства в системах электроснабжения», который изучается на заключительном этапе обучения и необходим для качественного выполнения курсовой и выпускной квалификационных работ и дальнейшей работы по специальности.

Курс «Распределительные устройства в системах электроснабжения» читается бакалаврам по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» профиля «Электроснабжение», в рамках которого рассматриваются вопросы внешнего электроснабжения промышленных предприятий, органически связанного с внутриводским электроснабжением, и дается общее определение электроснабжения как совокупность устройств, служащих для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Целью учебного пособия является формирование у студентов профессиональных знаний о методах расчета электропитающих сетей, принципах построения схем электростанций и подстанций, об основных этапах проектирование электрических сетей.

Учебное пособие содержит ряд примеров и справочные данные, позволяющие использовать пособие для проектирования внешнего электроснабжения предприятия, районной или узловой подстанции.

Настоящее учебное пособие написано на основе конспекта лекций, который был составлен и постоянно перерабатывался авторами для чтения курса лекций «Распределительные устройства в системах электроснабжения». Необходимость такого пособия возникла в силу целого ряда причин – применения современного оборудования электростанций и подстанций, старения существующей литературы. При написании учебного пособия авторы старались придерживаться классического стиля изложения материала.

## ВВЕДЕНИЕ

*Электрические сети* являются техническим устройством, предназначенным для передачи электроэнергии от электрических станций к потребителям и распределения ее между потребителями.

Электрические сети состоят из передающих элементов – линий электропередачи и преобразующих элементов – трансформаторов и дополнительных устройств, обеспечивающих защиту и регулирование режимов электрических сетей.

Линии электропередач (ЛЭП) высокого напряжения предназначены для передачи электрической энергии в больших количествах и на большие расстояния. ЛЭП низкого напряжения предназначены для распределения электрической энергии между потребителями.

Трансформаторы и дополнительные устройства электрических сетей устанавливаются на подстанциях, где есть *распределительные устройства* (РУ), обеспечивающие соединения и переключения элементов сети [8].

Одним из основных разделов курса «Распределительные устройства в системах электроснабжения», подлежащих изучению, являются *методы расчета установившихся режимов электрических сетей*.

Различают нормальные и послеаварийные установившиеся режимы. В этих режимах рассчитывается *потокораспределение* по участкам сети. Знание потокораспределения дает возможность определить потери мощности в сети, напряжения в различных узлах системы и по полученным результатам оценить выполнение ряда технических условий.

Для проведения расчетов реальной электрической системе ставится в соответствие *схема замещения*. Схемы замещения современных сложных электроэнергетических систем содержат десятки и даже сотни узлов и ветвей.

Для простых электрических сетей расчеты установившихся режимов проводят «вручную» или на ЭВМ, ограничиваясь одной-двумя итерациями. Практика показывает, что во многих случаях этих приближений вполне достаточно.

# 1. ПАРАМЕТРЫ ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРОВ

## 1.1. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В проводах линии при протекании токов возникают потери энергии. Эти тепловые потери, обусловленные также и явлением поверхностного эффекта, учитываются в расчетных схемах в виде активных сопротивлений. Переменное электромагнитное поле, создаваемое переменным током, наводит вдоль всей линии ЭДС самоиндукции, а также ЭДС взаимной индукции между проводами линии. В линии возникают токи смещения, обусловленные емкостной проводимостью между ее проводами, а также между ними и землей. Появляются также и активные токи утечки по поверхности изоляторов. В некоторых режимах при плохих погодных условиях на отдельных участках линий передачи высокого напряжения может возникнуть *корона* – тихий разряд между проводами линии, обусловленный снижением изоляционных свойств воздуха.

Все эти явления равномерно распределены по длине линии. Точный учет их при рассмотрении линии как цепи с распределенными параметрами значительно усложняет расчеты. Поэтому, исследуя установившиеся режимы, линии протяженностью до 300 км обычно представляют в виде упрощенных схем с сосредоточенными параметрами, так как в этом случае ошибка расчетов не превышает 2 % [1].

При расчете линий электропередачи напряжением до 110 кВ обычно учитываются активные и реактивные сопротивления, свыше 110 кВ – также следует учитывать емкость. Она соизмерима с реактивной нагрузкой линии, которая обычно не превышает 10000 кВАр.

Если половину емкости перенести в начало, а другую – в конец линии, получим П-образную схему замещения (рис. 1.1, а). Если всю емкость собрать в середине линии, будем иметь Т-образную схему (рис. 1.1, б).

Для расчета удобнее П-образная схема замещения. В ней зарядную мощность емкости линии можно объединить с мощностью питаемых нагрузок. При Т-образной схеме этого сделать нельзя, и расчетная схема районной сети получается значительно более сложной, так как каждый участок линии представляет собой двухконтурную схему.



Рис. 1.1. П- и Т-образные схемы замещения линии

Погрешности электрического расчета линии при П- и Т-образной схемах замещения примерно одинаковы. Они зависят от длины линии.

Если воздушная линия (ВЛ) имеет длину до 100 км, то относительные погрешности при вычислении потери напряжения и тока незначительны: не превышают 1-2 %. При длине воздушной линии 300 км эти погрешности достигают 2-10 %, причем большие значения соответствуют режиму холостого хода (ХХ). Относительная погрешность при определении потери мощности в линии в 2 раза больше, чем при вычислении тока [1].

Для расчета воздушных линий протяженностью до 300 км, т.е. при расчете питающих сетей напряжением 110 и 220 кВ, рекомендуется применять П-образную схему с сосредоточенными параметрами (см. рис. 1.1, а). Линии протяженностью более 300 км, которые обычно имеют напряжение 330 кВ и выше, рассчитывают более точными методами, обычно с учетом распределенных параметров [1].

Емкостная проводимость кабельных линий (КЛ) значительно больше воздушных. Поэтому схемы с сосредоточенными параметрами, получаемые в результате переноса емкостей (см. рис. 1.1), могут быть применены при длине кабельных линий не более 50-100 км.

## 1.2. ПАРАМЕТРЫ ЛЭП

### 1.2.1. АКТИВНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Различают *омическое* сопротивление – сопротивление проводов постоянному току и *активное* сопротивление переменному току с учетом *поверхностного* эффекта, возникающего вследствие различного влияния ЭДС самоиндукции на ток в разных точках сечения провода и приводящего к увеличению тепловых потерь.

Поэтому активное сопротивление проводников переменному току определяется опытным путем как отношение потери активной мощности  $\Delta P$  к квадрату действующего значения тока  $I$ :

$$R = \frac{\Delta P}{I^2}. \quad (1.1)$$

Оно получается больше, чем при равномерном распределении тока по сечению проводника в случае протекания постоянного тока.

Активные сопротивления проводов и кабелей, изготовленных из цветного металла, почти не отличаются от их омических сопротивлений. При частоте тока 50 Гц неравномерность распределения тока по сечению провода *незначительна* и увеличение сопротивления переменному току по сравнению с сопротивлением постоянному току не превышает 0,5 % [1].

Поверхностный эффект весьма сильно проявляется в стальной сердцевине сталеалюминиевых проводов, и плотность тока в стали незначительна. Поэтому при определении сопротивлений сталеалюминиевых проводов с номинальной площадью сечения более 35 мм<sup>2</sup> не принимают во внимание проводимость стальной сердцевины и сопротивление провода определяют по площади сечения его алюминиевой части. Например, сопротивления проводов А-150 и АС-150 приблизительно одинаковы.

Активные сопротивления проводов и жил кабелей, выполненных из цветного металла, приравниваются к омическим:

$$R = \gamma \cdot l. \quad (1.2)$$

где  $l$  – длина провода или кабеля, м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала, См/м;

$F$  – номинальная площадь сечения, мм<sup>2</sup>.

Сопротивления воздушных проводов приведены в табл. П4, кабельных – в табл. П10.

Сопротивление проводов и жил кабелей зависит от температуры:

$$R_{\theta} = \left[ \quad \quad \quad \right], \quad (1.3)$$

где  $\alpha$  – температурный коэффициент сопротивления, который для меди и алюминия равен приблизительно 0,004 °С<sup>-1</sup>;

$\theta$  – температура провода.

Следует отметить, что при выполнении электрических расчетов изменения сопротивления проводов воздушной линии, вызванные температурой, обычно не принимают во внимание.

### 1.2.2. ИНДУКТИВНОЕ И ПОЛНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Индуктивность двухпроводной линии, т.е. петли, образованной ее прямым и обратным проводами, на единицу длины при равномерном распределении тока по площади сечения провода (без учета явления поверхностного эффекта), Гн/км, определяется как

$$L_0 = \frac{\mu}{\pi} \ln \frac{D}{4r_{\text{пр}}},$$

где  $\mu = \pi \cdot 10^{-7}$  – абсолютная магнитная проницаемость вакуума, Гн/км;

$D$  – расстояние между проводами двухпроводной линии;

$r_{\text{пр}}$  – радиус проводов;

$\mu$  – относительная магнитная проницаемость материала провода.

Индуктивное сопротивление одного выполненного из цветного металла провода двухпроводной линии на единицу длины (далее удельное), Ом/км:

$$X_{\text{пр}} = \frac{\omega L_0}{2} = \omega \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D}{4r_{\text{пр}}} \quad (1.4)$$

Полное удельное сопротивление, Ом/км, одного провода двухпроводной линии при частоте 50 Гц:

$$\dot{Z}_{0 \text{ дв}} = R_0 + jX_{0 \text{ дв}} = R_0 + j\left(0,145 \lg \frac{D}{r_{\text{пр}}} + 0,016\right), \quad (1.5)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление провода единичной длины.

Распределение переменного тока в толще земли в системе «провод – земля» (однопроводная линия) подчиняется сложной закономерности. Плотность тока убывает по мере удаления в горизонтальном направлении от провода линии и по мере углубления в землю (рис. 1.2).

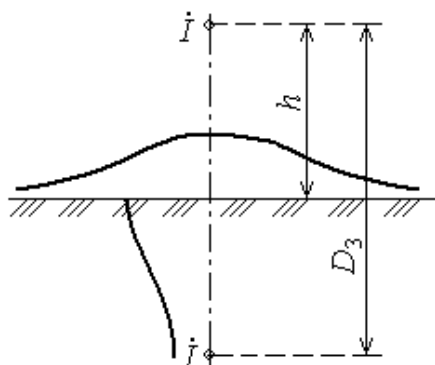


Рис. 1.2. Однопроводная линия «провод – земля» и кривые плотности тока в земле

Наибольшая плотность тока наблюдается на поверхности земли под проводом. Чем больше проводимость земли, тем меньший ее объем участвует в процессе протекания тока. Теоретически при бесконечно большой проводимости земли весь ток, возвращаясь, протекает по ее поверхности.

Аналитические и экспериментальные исследования показали, что однопроводная система «провод – однородная земля» эквивалентна двухпроводной с расстоянием между проводами

$$D = \frac{D_3}{\sqrt{f}} = \frac{1}{\sqrt{f}} \gamma, \quad (1.6)$$

где  $D_3$  – эквивалентная глубина пути возврата тока в земле, м;

$f$  – частота тока, Гц;

$\gamma$  – удельная проводимость земли, См/м.

При частоте  $f = 50$  Гц значения  $D_3$  для различной среды приведены в табл. 1.1.

Если нет данных о грунтах на трассе линии, то обычно принимают  $D_3=1000$  м независимо от высоты подвеса  $h$  провода.

Индуктивное сопротивление провода в системе «провод – однородная земля», Ом/км:

$$X_{0\text{пр-з}} = \frac{r}{r_{\text{пр}}} + \dots \quad (1.7)$$

Таблица 1.1

**Значения удельной проводимости и эквивалентной глубины  
пути возврата тока**

Среда	Каменистая почва	Сухая почва	Сырая почва	Морская вода
Удельная проводимость $\gamma$ , См/м	$10^{-4}$	$10^{-3}$	$10^{-2}$	1
Эквивалентная глубина $D_3$ , м	9380	2960	938	94

При протекании тока в земле происходят потери активной мощности. В случае малой проводимости грунта ток проникает в землю на большую глубину, что приводит к уменьшению его плотности. При большой проводимости грунта глубина проникновения тока уменьшается, а плотность тока соответственно увеличивается. Поэтому потери активной мощности в земле примерно одинаковы. Они почти не зависят от проводимости грунта и при частоте 50 Гц могут быть учтены как увеличение активного сопротивления провода на 0,05 Ом/км.

Итак, полное сопротивление однопроводной системы «провод – однородная земля», Ом/км:

$$\dot{Z}_{0\text{ пр-з}} = R_0 + 0,05 + j \left( 0,145 \lg \frac{D_3}{r_{\text{пр}}} + 0,016 \right). \quad (1.8)$$

Найдем полное сопротивление взаимной индукции  $Z_M$  двух систем «провод – земля», провода которых подвешены параллельно на относительно небольшом расстоянии. Если в рассматриваемых системах токи равны, но противоположны по фазе, тогда ток в земле равен нулю. Поэтому две системы «провод – земля» эквивалентны двухпроводной линии и падения напряжения в проводе двухпровод-

ной линии и в проводе системы «провод – земля» при учете взаимной индукции составляют

$$i\dot{Z}_{дв} = i\dot{Z}_{пр-з} - i\dot{Z}_M, \dot{Z}_M = \dot{Z}_{пр-з} - \dot{Z}_{дв}.$$

Искомое полное сопротивление взаимной индукции проводов двух систем «провод – земля» при учете взаимной индукции:

$$\dot{Z}_{0M} = 0,05 + j0,145lg \frac{D_3}{D}. \tag{1.9}$$

Наиболее широко распространены трехфазные линии. При равномерной нагрузке фаз достаточно рассмотреть только одну из них, так как в остальных двух токи и напряжения имеют те же значения и лишь сдвинуты на 120°. Чтобы определить сопротивление одной фазы трехфазной линии, следует учесть влияние двух других фаз, осуществляемое взаимной индукцией.

Обычно в линиях высокого напряжения провода расположены несимметрично. Для того чтобы уменьшить мешающее и опасное влияние линий электропередачи на линии связи, применяют транспозицию проводов. Для этого всю линию делят на равные части (рис. 1.3), число которых кратно трем. Провода каждой фазы занимают все три возможных положения, и таким образом достигается симметрия фаз.

Для определения падения напряжения в одной из фаз линии  $\Delta U_A$  представим трехфазную линию в виде трех систем «провод – земля» (рис. 1.4).

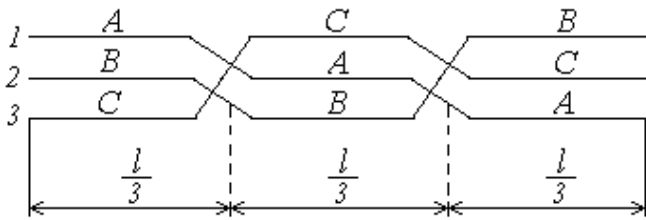


Рис. 1.3. Транспозиция проводов трехфазной линии

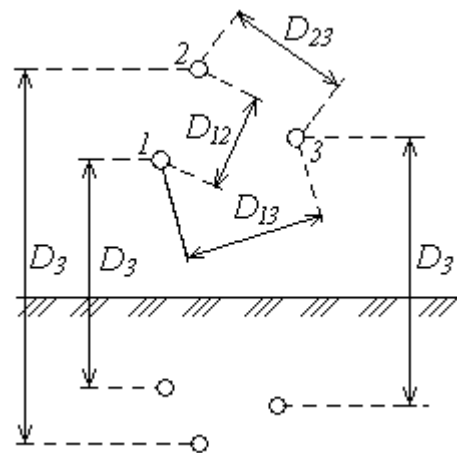


Рис. 1.4. Изображение трехфазной линии в виде трех систем «провод – земля»

Сопротивление системы «провод – земля»  $Z_{\text{пр-з}}$  не зависит от высоты подвеса провода над землей, поэтому перемещение провода фазы  $A$  из одного положения в другое не отразится на значении этого сопротивления. При транспозиции расстояние между фазами  $B$  и  $A$  в среднем получается таким же, как между фазами  $C$  и  $A$ . В связи с этим полные сопротивления взаимной индукции одинаковы, т.е.  $Z_{BA} = Z_{CA} = Z_M$ . Поэтому

$$\Delta \dot{U}_A = \dot{I}_A \dot{Z}_{\text{пр-з}} + \dot{I}_B \dot{Z}_{BA} + \dot{I}_C \dot{Z}_{CA} = \dot{I}_A (\dot{Z}_{\text{пр-з}} - \dot{Z}_M). \quad (1.10)$$

Чтобы вычислить сопротивление взаимной индукции  $Z_M$  в случае транспозиции проводов, необходимо рассмотреть линию, состоящую из трех участков (см. рис. 1.3). Учитывая равенство (1.9), имеем

$$\dot{Z}_{0M} = \frac{\dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{13} + \dot{Z}_{23}}{3} = \frac{1}{3} \left( 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{D_{12}} + 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{D_{13}} + 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{D_{23}} \right) = 0,05 + j0,145 \lg \frac{D_3}{D_{\text{ср}}} \quad (1.11)$$

Величина  $D_{\text{ср}}$  является среднегеометрическим расстоянием между проводами:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}.$$

Согласно выражениям (1.8), (1.11) и равенству (1.10) получаем полное сопротивление 1 км фазы трехфазной линии токам прямой (или обратной) последовательности при частоте 50 Гц, Ом/км:

$$\dot{Z}_0 = \dot{Z}_{\text{пр-з}} - \dot{Z}_{0M} = R_0 + 0,05 + j \left( 0,145 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016 \right). \quad (1.12)$$

Первое слагаемое мнимой части формулы (1.12)

$$X'_L = \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} \quad (1.13)$$

называют *внешним индуктивным сопротивлением фазы линии*, так как оно обусловлено магнитными потоками, расположенными вне провода.

Второе слагаемое (0,016) вызвано магнитным полем внутри провода, и его называют *внутренним индуктивным сопротивлением*.

Если провода двух цепей подвешены на одной опоре, транспозиция не может полностью устранить влияние взаимной индукции между двумя цепями. При наличии тока в параллельной цепи индуктивное сопротивление токам прямой последовательности отличается от определяемого по формуле (1.13). Однако поправка незначительна, и ею обычно пренебрегают. Незначительно также влияние заземленных тросов, которые часто подвешивают над проводами линий для защиты от грозы. Индуктивное же влияние параллельной цепи, а также заземленных тросов учитывают при определении сопротивления фазы линии токам нулевой последовательности.

Данные об индуктивных сопротивлениях фаз трехфазных линий разных напряжений и сечений проводов приведены в табл. П5-П7. Активное сопротивление проводов значительно меняется с изменением площади сечения проводов, индуктивное сопротивление фазы трехфазной линии меняется мало, как видно из рис. 1.5.

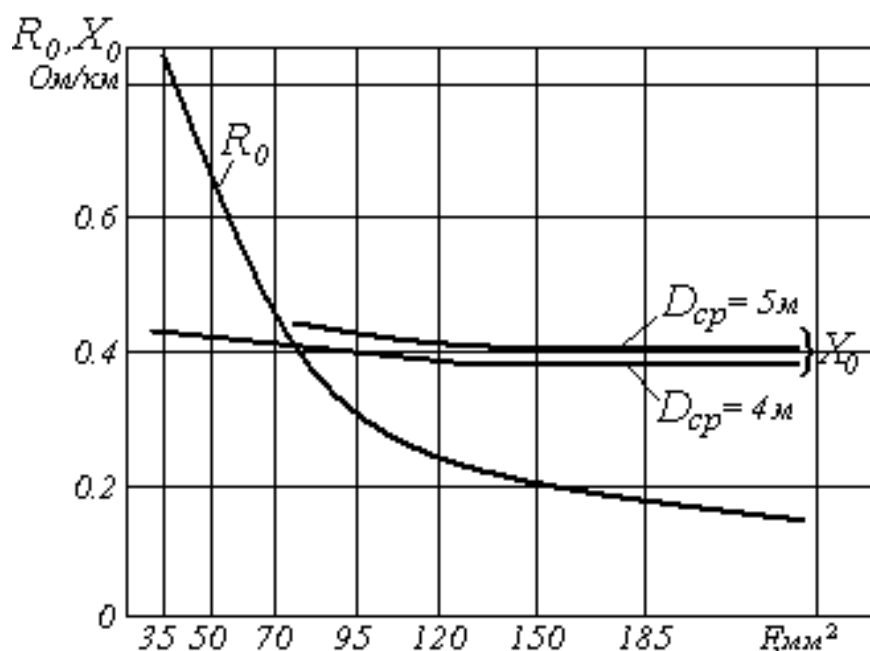


Рис. 1.5. Зависимость активного  $R_0$  и индуктивного  $X_0$  сопротивлений сталеалюминиевых проводов трехфазной линии от площади сечения

Относительно небольшие изменения расстояния между проводами у линий одного и того же напряжения также не оказывают замет-

ного влияния на индуктивное сопротивление. Однако у линий разных напряжений (например, 35 и 110 кВ) оно заметно различается (см. табл. 1.2), так как расстояния между проводами тем больше, чем выше напряжение линии передачи.

В кабельных линиях фазы расположены ближе друг к другу, чем в воздушных, поэтому индуктивные сопротивления кабельных линий меньше, чем индуктивные сопротивления воздушных. Сопротивления кабельных линий приведены в табл. П10.

Таблица 1.2

**Параметры воздушных линий при различных напряжениях**

Напряжение ВЛ, кВ	Марка провода	Сопротивление, Ом/км		Емкостная проводимость, $10^{-6}$ См/км	Зарядная мощность емкости трехфазной линии, кВАр/км
		активное	индуктивное		
500	3×АС-500/64	0,021	0,290	3,77	943
220	АС-240/32	0,131	0,434	2,63	127
	АС-500/64	0,065	0,419	2,71	131
110	АС-70	0,460	0,440	2,58	31,2
	АС-240	0,131	0,401	2,85	34,2
35	АС-35	0,910	0,435	2,55	3,1
	АС-240	0,131	0,378	3,02	3,7
6-10	АС-25	1,27	0,391	-	-
	АС-150	0,21	0,344	-	-
0,38	АС-16	1,96	0,377	-	-
	АС-150	0,21	0,305	-	-

Для того чтобы уменьшить индуктивное сопротивление линии, а также ослабить «корону», рекомендуется при напряжении 330 кВ и выше выполнять воздушные линии с несколькими проводами в фазе. В этом случае фазу называют *расщепленной*. Провода, образующие расщепленную фазу, располагают по углам многоугольника, причем положение их в пролете фиксируется проводящими распорками (рис. 1.6). Согласно ПУЭ при напряжении 330 кВ следует использовать в фазе два провода АСО-240. В противном случае следует применять провод АСО-600. Для линий 500 кВ рекомендуется применять в расщепленной фазе три провода АСО-400 или два провода АСО-700.

Провода в расщепленной фазе соединены проводящими распорками параллельно, поэтому полное сопротивление системы «расщепленная фаза – земля», Ом/км:

$$\dot{Z}_{0 \text{ ф-з}} = R_{0 \text{ ф}} + 0,05 + j \left( 0.1451 \lg \frac{D_{\text{э}}}{r_{\text{э}}} + \frac{0,016}{n} \right), \quad (1.14)$$

где  $R_{0 \text{ ф}} = R_0/n$  – активное сопротивление параллельно включенных проводов расщепленной фазы;

$r_{\text{э}}$  – эквивалентный радиус расщепленной фазы

$$r_{\text{э}} = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} a_{12} \dots a_{1n}}, \quad (1.15)$$

где  $a$  – расстояние между проводами расщепленной фазы.

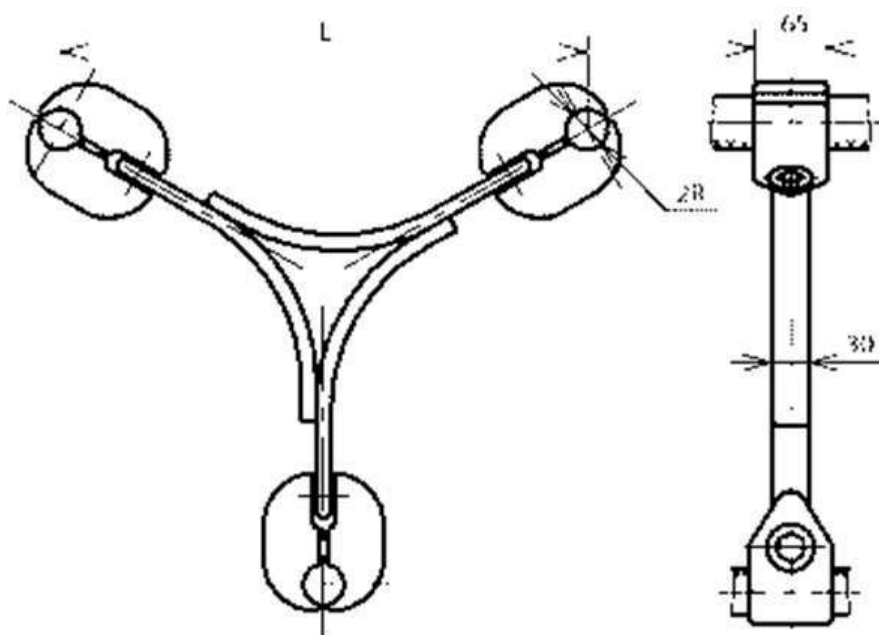


Рис. 1.6. Расщепленная фаза воздушной линии

Формула полного сопротивления системы «фаза – земля» (1.14) отличается от формулы (1.8) тем, что для расщепленной фазы при определении активного и внутреннего индуктивного сопротивлений учитывается параллельный пучок проводов, образующих расщепленную фазу, а при определении внешнего индуктивного сопротивления вместо радиуса провода применяется эквивалентный радиус фазы  $r_{\text{э}}$ , который в зависимости от числа проводов рассчитывают по следующим формулам:

– расщепление на два провода  $r_{\text{э}} = \sqrt{r_{\text{пр}} a}$ ;

– расщепление на три провода  $r_3 = \sqrt[3]{r_{\text{пр}} a^2}$ ;

– расщепление на четыре провода  $r_3 = \sqrt{\sqrt{2} r_{\text{пр}} a^3}$ .

Полное сопротивление расщепленной фазы трехфазной линии, Ом/км:

$$\dot{Z}_{0\phi} = R_{0\phi} + j \left( 0,145 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3} + \frac{0,016}{n} \right). \quad (1.16)$$

### 1.2.3. ПРОВОДИМОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

#### *Емкостная проводимость трехфазной линии*

Представим трехфазную линию в виде трех систем «провод – земля». При наличии заряда на проводе линии на поверхности земли появляются заряды противоположного знака. Согласно методу зеркальных изображений эти заряды можно учесть, рассматривая противоположно заряженный провод, помещенный на глубине, равной высоте его подвеса (рис. 1.7).

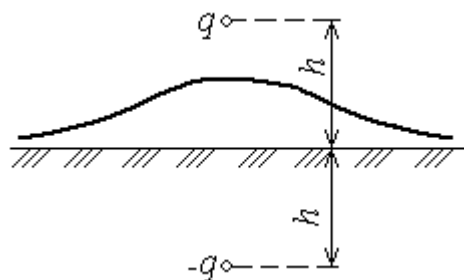


Рис. 1.7. Распределение заряда по поверхности земли в системе «провод – земля»

Потенциал провода трехфазной линии (фаза А) пропорционален зарядам:

$$\dot{U}_A = \alpha_{\text{пр-з}} \dot{q}_1 + \alpha_{\text{пр-пр}} \dot{q}_2 + \alpha_{\text{пр-пр}} \dot{q}_3,$$

где  $\dot{q}_1, \dot{q}_2, \dot{q}_3$  – заряды на проводах линии;

$\alpha_{\text{пр-з}}, \alpha_{\text{пр-пр}}$  – соответственно собственный и взаимный потенциальные коэффициенты в системе заряженных проводов.

С достаточной для практики точностью можно принять, что при

наличии транспозиции заряды на проводах образуют симметричную систему, т.е.  $\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C$ . Поэтому

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C = \dot{U} \quad (1.17)$$

Собственный потенциальный коэффициент  $\alpha_{пр-3}$  на единицу длины линии с учетом транспозиции (см. рис. 1.8):

$$\alpha_{пр-3} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( \frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2} + \frac{1}{h_3} - \frac{1}{D_{12'}} - \frac{1}{D_{13'}} - \frac{1}{D_{23'}} \right),$$

где  $\epsilon_0$  – абсолютная диэлектрическая проницаемость вакуума, равная  $8,86 \cdot 10^{-9}$  Ф/км;

$h_1, h_2, h_3$  – высоты подвеса проводов трехфазной линии (рис. 1.7);

$h_{ср} = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3}$  – среднегеометрическая высота подвеса проводов линии.

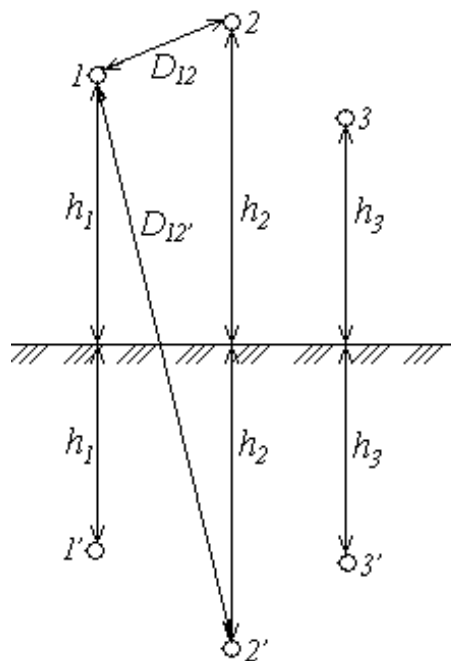


Рис. 1.8. Расположение проводов трехфазной линии и их зеркальное изображение

В тех же условиях взаимный потенциальный коэффициент

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( \frac{1}{D_{12}} - \frac{1}{D_{12'}} \right),$$

где  $D_{12}, D_{13}, D_{23}$  – расстояния между рассматриваемым проводом и зеркальным изображением другого провода линии (см. рис. 1.8).

Подставляя значения коэффициентов в формулу (1.14), получаем

$$C_{03} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left( \frac{2h}{r_{пр}} - \frac{1}{r_{пр}} \right)$$

Емкость 1 км фазы трехфазной линии, Ф/км:

$$C_{03} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left( \frac{2h}{r_{пр}} - \frac{1}{r_{пр}} \right) = \frac{2h}{r_{пр} D_{ср}}$$

Если пренебречь влиянием земли, т.е. считать, что высота подвеса проводов много больше расстояния между ними (погрешность, которая при этом возникает, не превышает 5%), то можно принять  $2h_{ср} \approx \dots$ . Поэтому емкость фазы трехфазной линии без учета влияния земли, Ф/км:

$$C_0 = \frac{D_{ср}}{r_{пр}} \quad (1.18)$$

Емкостная реактивная проводимость фазы воздушной трехфазной линии при частоте 50 Гц, См/км:

$$B_0 = \omega C_0 = \frac{D_{ср}}{r_{пр}} \quad (1.19)$$

Для расщепленной фазы трехфазной линии:

$$C_{0ф} = \frac{24 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_3}} \quad (1.20)$$

$$B_{0ф} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_3}} \quad (1.21)$$

Некоторые сведения о значениях емкостной проводимости трехфазных воздушных линий разных напряжений даны в табл. П8, где указана и зарядная мощность емкости трехфазной воздушной линии (на единицу длины):

$$Q_{об} = \dots \quad (1.22)$$

Емкостная проводимость кабелей зависит от их конструкции. Так как в кабельной линии фазы расположены значительно ближе, чем в воздушной того же напряжения, и окружены изоляцией, диэлектри-

ческая проницаемость которой выше, чем воздуха, емкость кабельной линии в несколько раз больше, чем емкость воздушной линии [1]. Емкостные проводимости кабелей приведены в табл. П10.

#### *Активная проводимость линии*

В высоковольтных линиях, кроме потерь энергии на нагрев проводов, имеются потери, обусловленные утечкой тока по поверхности изоляторов вследствие несовершенства изоляции и ионизации воздуха («корона»).

Токи утечки по поверхности изоляторов существенны лишь для линий связи, где при загрязненных, а иногда и неисправных штыревых изоляторах они могут быть соизмеримы с небольшими рабочими токами. Потери активной мощности ввиду несовершенства изоляции (в диэлектрике) значительны лишь в кабелях 110 и 220 кВ и составляют несколько киловатт на 1 км кабеля. Эти потери зависят от конструкции кабеля и приводятся в каталогах завода-изготовителя. При расчете воздушных линий до 220 кВ включительно в нормальных условиях можно принимать активную проводимость  $G = 0$ . В случае осадков (дождь, мокрый снег) и низкого атмосферного давления потери на корону могут быть велики и их необходимо учитывать.

Наименьшие допустимые по условиям короны диаметры проводов воздушных линий при высоте местности до 1000 м над уровнем моря приведены в табл. 1.3.

*Таблица 1.3*

#### **Наименьшие допустимые по условиям короны диаметры проводов воздушных линий**

Напряжение линии, кВ	110	150	220	330	330	330	500	500
Число проводов в фазе	1	1	1	1	2	3	2	3
Наименьший диаметр провода, мм	11,4		15,2		21,6		33,2	
Марка провода	АС-70		АС-120		АСО-240		АСО-600	
Наименьший диаметр провода, мм	21,6		17,1		36,2		24,5	
Марка провода	АСО-240		АС-150		АС-700		АСО-400	

**Пример 1.1.** Определить удельные параметры воздушной и кабельной линии электропередачи напряжением 10 кВ и параметры схемы замещения при их длине 4 км. Воздушная линия выполнена проводами АС 50/8,0 при среднегеометрическом расстоянии между ними 1 м, кабельная линия – кабелем ААБ 3×50 при среднегеометрическом расстоянии между жилами кабеля 1,3 см. Максимальная мощность, передаваемая по воздушной линии, составляет 1000 кВА, по кабельной – 1600 кВА.

*Решение.* Для провода марки АС 50/8,0  $r_{0в}=0,5951$  Ом/км (табл. П3); диаметр провода 9,6 мм. Для кабелей марки ААБ 3×50  $r_{0к}=0,62$  Ом/км (табл. П2), диаметр жилы кабеля 2  $r_к=6,4$  мм.

Используя выражение (1.12) для реактивной составляющей, при постановке в него значений  $D_{ср}$  и  $r_{пр}$  находим

$$x_{0в} = 0,145 \lg \frac{100}{0,48} + 0,016 = 0,35 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0к} = 0,145 \lg \frac{1,3}{0,32} + 0,016 = 0,103 \text{ Ом/км},$$

где  $x_{0в}$ ,  $x_{0к}$  – удельные реактивные сопротивления воздушной и кабельной линий, что примерно равно сопротивлениям, приведенным в табл. П6 и П10.

В расчетах линий 10 кВ реактивную проводимость и емкостную мощность можно не учитывать. Для проверки данного утверждения рассчитаем по формуле (1.19) удельные емкостные проводимости воздушной  $b_{0в}$  и кабельной линий  $b_{0к}$ :

$$b_{0в} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(100/0,48)} = 3,27 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0к} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(1,3/0,32)} = 12,45 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Половины реактивных мощностей, генерируемых воздушной и кабельной линиями, в соответствии с выражением (1.22) составляют

$$Q_{св} = 0,5 \cdot 10^2 \cdot 3,27 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 0,654 \cdot 10^{-3} \text{ МВАр};$$

$$Q_{ск} = 0,5 \cdot 10^2 \cdot 12,45 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 2,49 \cdot 10^{-3} \text{ МВАр}.$$

Так как емкостные мощности линий 10 кВ очень малы по сравнению с передаваемыми мощностями 1000 кВА и 1600 кВА, их можно не учитывать в расчетах и в схеме замещения.

Отношение удельного индуктивного к удельному активному сопротивлению воздушной линии составляет

$$x_{0в}/r_{0в} = 0,35/0,5951 = 0,59.$$

В случае кабельной линии это отношение меньше:

$$x_{0к}/r_{0к} = 0,103/0,62 = 0,167.$$

Активная проводимость линии напряжением 10 кВ очень мала и не учитывается в схеме замещения.

Следовательно, схема замещения воздушной линии состоит из активного и реактивного сопротивлений:

$$r_{л.в} = r_{0в} \cdot l = 0,5951 \cdot 4 = 2,3804 \text{ Ом}; \quad x_{л.в} = x_{0в} \cdot l = 0,35 \cdot 4 = 1,4 \text{ Ом}.$$

Поскольку индуктивное сопротивление кабеля намного меньше активного, им можно пренебречь и схема замещения кабельной линии будет состоять только из активного сопротивления

$$r_{л.к} = r_{0к} \cdot l = 0,62 \cdot 4 = 2,48 \text{ Ом}.$$

**Пример 1.2.** Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами АС 150/24, расположенными на П-образных деревянных опорах с расстоянием между проводами  $D_{AB} = D_{BC} = D = 4$  м (рис. 1.9), и вычислить параметры схемы замещения двухцепной линии длиной 100 км.

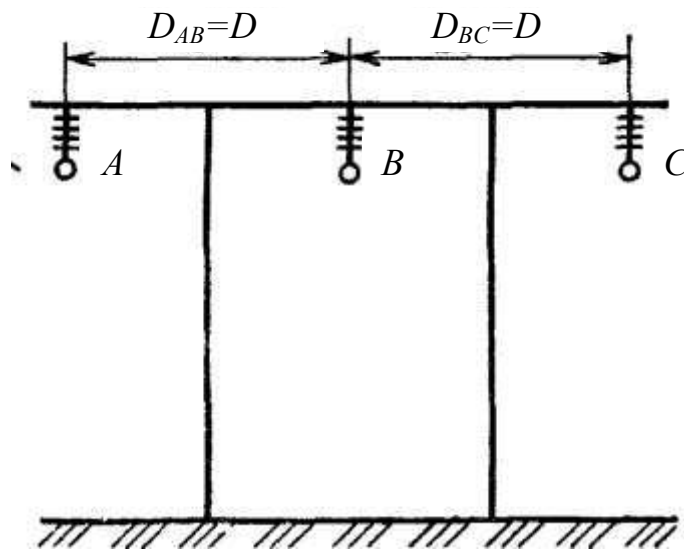


Рис. 1.9. Расположение проводов линии электропередачи при горизонтальном расположении фаз

*Решение.* По табл. П4 для провода марки АС 150/24  $r_0 = 0,2039$  Ом/км; диаметр провода  $2r_{пр} = 17,1$  мм.

Расстояние между фазами А и С  $D_{AC} = 2D = 8$  м. Среднее геометрическое расстояние между проводами линии:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{AC}} = \sqrt[3]{DD \cdot 2D} = \sqrt[3]{2D^3} = 1,26 \cdot 4 = 5,04 \text{ м}.$$

Используя выражения (1.12), (1.19), получим

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{504}{0,855} + 0,016 = 0,4177 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(504/0,855)} = 2,736 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Отношение удельного активного и индуктивного сопротивлений составляет

$$r_0/x_0 = 0,2039 / 0,4177 = 0,49,$$

т.е.  $r_0 < x_0$ , что характерно для воздушных линий с  $U_n \geq 110$  кВ.

Для двухцепной линии длиной 100 км

$$r_{л} = 0,5 \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,2039 \cdot 100 = 10,195 \text{ Ом}; \quad x_{л} = 0,5 \cdot x_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,4177 \cdot 100 = 20,885 \text{ Ом};$$

$$b_{л} = 2 \cdot b_0 \cdot l = 2 \cdot 2,736 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 547,2 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Половина зарядной мощности линии:

$$Q_{СВ} = 0,5 \cdot 110^2 \cdot 547,2 \cdot 10^{-6} = 3,31 \text{ МВАр.}$$

Такая мощность должна быть учтена в расчете режима линии, т.е. зарядная мощность ВЛЭП должна учитываться в балансе реактивной мощности. Схема замещения рассматриваемой линии должна включать кроме активного и индуктивного сопротивления емкостную проводимость или емкостную мощность.

**Пример 1.3.** Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 500 кВ, выполненной с расщеплением фазы на три провода марки АС 500/64 с расположением проводов по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между проводами 40 см. Линия смонтирована на порталых металлических опорах с расстоянием между центрами расщепленных фаз по горизонтали 12 м.

*Решение.* Для провода марки АС 500/64  $r_0 = 0,0588$  Ом/км (табл. П4); диаметр провода  $2r_{пр} = 30,6$  мм.

При числе проводов в фазе  $n_{\phi} = 3$  эквивалентный радиус определяется по формуле (1.15):

$$r_{\text{э}} = \sqrt[3]{r_{\text{пр}} a^2} = \sqrt[3]{0,5 \cdot 3,06 \cdot 40^2} = 13,48 \text{ см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами составляет

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{12 \cdot 12 \cdot 24} = 15,12 \text{ м.}$$

Полное удельное сопротивление определяется по формуле (1.16):

$$\dot{Z}_{0\phi} = \frac{0,0588}{3} + j \left( 0,145 \lg \frac{1512}{13,48} + \frac{0,016}{3} \right) = 0,02 + j0,3 \text{ Ом.}$$

Емкостная проводимость рассчитывается по формуле (1.21):

$$B_{0\phi} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{1512}{13,48}} = 3,698 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Отношение удельных значений активного и индуктивного сопротивлений составляет

$$r_0/x_0 = 0,02 / 0,3 = 0,066,$$

т.е.  $r_0 \ll x_0$ , что характерно для линий сверхвысоких напряжений ( $U_n \geq 330$  кВ).

### 1.2.4. РАСЧЕТ ЛЭП ПО П-ОБРАЗНОЙ СХЕМЕ ЗАМЕЩЕНИЯ

Нагрузка высоковольтных линий передачи, как правило, симметрична. Многочисленные однофазные приемники электроэнергии, имеющиеся в составе нагрузок (осветительные приборы, электрические печи, сварочные трансформаторы и т.п.), обычно распределяют равномерно по фазам. Исключение составляет нагрузка электрической тяги, питаемая однофазным переменным током, – это несимметричная нагрузка большой мощности.

Ввиду симметрии нагрузки расчет выполняют лишь для одной фазы линии передачи (рис. 1.10).

В постановке задачи параметры линии, т.е. активное  $R$  и индуктивное  $X$  сопротивление ее проводов, а также реактивная (емкостная) проводимость  $B = \omega C$  известны. Ввиду отсутствия короны и небольшого тока утечки по изоляторам активная проводимость может быть принята равной нулю:  $G = 0$ . Известны напряжение в конце линии  $U_2$ , активная  $P_2$  и реактивная  $Q_2$  мощности нагрузки.

Вначале рассматривается работа линии при отсутствии нагрузки ( $I_2 = 0$ ), т.е. в режиме ХХ. Вектор  $OA$  фазного напряжения в конце линии  $U_{2\phi}$  откладывается вдоль действительной оси (рис. 1.11).

Ток в линии, обусловленный половиной ее емкостной проводимости:

$$\dot{I}_{B2} = \frac{jU_{2\phi}B}{2}. \quad (1.23)$$

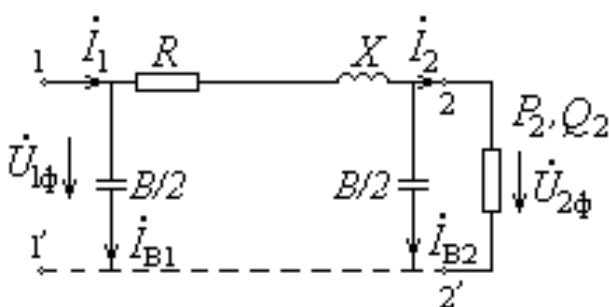


Рис. 1.10. Схема замещения фазы линии высокого напряжения

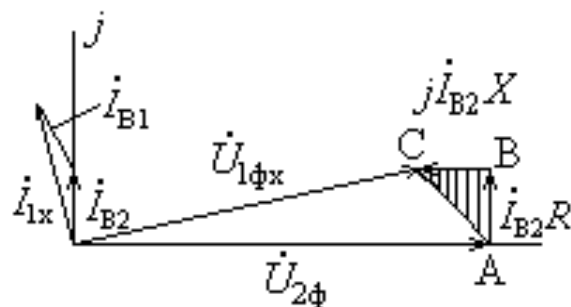


Рис. 1.11. Векторная диаграмма при холостом ходе линии

Так как емкость распределена равномерно по линии, ток в проводах линии меняется по ее длине.

Фазное  $U_{\phi x}$  и линейное  $U_x$  напряжения в начале линии при ХХ:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1\phi x} &= \dot{U}_{2\phi x} + \dot{I}_{B2}(R + jX); \\ \dot{U}_{1x} &= \dot{U}_{2x} - \dot{U}_{2x}(-XB/2 + jRB/2). \end{aligned} \quad (1.24)$$

Потеря напряжения в линии:

$$\Delta U_x = -U_{2x}XB/2. \quad (1.25)$$

Как видно,  $\Delta U_x$  – величина отрицательная, т.е. при ХХ напряжение в конце линии больше напряжения в ее начале (см. рис. 1.11). Относительное значение этой величины, %:

$$u_x = \frac{\Delta U_x}{U_{2x}} = \frac{vD}{2} = \frac{1}{2} \left( \begin{matrix} \dots \\ \dots \end{matrix} \right), \quad (1.26)$$

где  $v = \dots$  – скорость распространения волн в линии без потерь, для воздушных линий равная скорости света (300000 км/с).

Это повышение напряжения составляет 0,5; 5 и 14 % при длине линии соответственно 100, 300 и 500 км. Большое повышение напряжения при ХХ линии опасно для ее изоляции и препятствует синхронизации генераторов станций, параллельно работающих через рассматриваемую линию. Поэтому в схемах сверхдальних передач предусматривают поперечную индуктивную компенсацию, т.е. в начале и в конце линии подключают трехфазные реакторы, магнитопроводы которых имеют относительно большие воздушные зазоры, что устраняет нелинейность индуктивности. Реакторы частично компенсируют емкостный ток линии. В схемах линий напряжением 110 и 220 кВ поперечная индуктивная компенсация не нужна.

В режимах ХХ емкостный ток в начале линии

$$I_{1x} = \dots + \dots \approx \dots. \quad (1.27)$$

Соответствующая зарядная мощность  $Q_b = U^2 B$  по абсолютному значению в линиях 110 и 220 кВ составляет 5-30 % мощности наибольшей нагрузки линии. Поэтому **линии высокого напряжения даже при ХХ нельзя отключать разъединителями.**

Расчет линии передачи переменного тока высокого напряжения при наличии нагрузки (см. рис. 1.10), но без учета емкостной проводимости широко применяется в сетях до 110 кВ и в данном учебном пособии не рассматривается. Для того чтобы учесть емкость линии, рассмотрим векторную диаграмму, приведенную на рис. 1.12.

Зная мощность нагрузки  $S_2 = P_2 + jQ_2$ , можно определить ток:

$$I_2 = \frac{S_2}{U_2} = \frac{P_2}{U_2} + j \frac{Q_2}{U_2}, \quad (1.28)$$

коэффициент реактивной мощности  $\text{tg}\varphi_2 = \frac{Q_2}{P_2}$  и угол сдвига  $\varphi_2$  вектора тока  $I_2$  относительно вектора напряжения  $U_{2\phi}$ . Отложим на векторной диаграмме вектор тока  $I_2$  под углом  $\varphi_2$  (см. рис. 1.12).

Для того чтобы определить вектор напряжения в начале линии  $U_{1\phi}$ , необходимо вектор  $OA$  сложить с вектором падения напряжения в линии. Это построение выполним отдельно для тока в емкости  $I_{B2}$  и для тока нагрузки  $I_2$ . Из конца вектора напряжения  $U_{2\phi}$  отложим вектор  $AB$  – падение напряжения в активном сопротивлении линии, а затем вектор  $BC$  – падение напряжения в индуктивном сопротивлении, обусловленное током емкости  $I_{B2}$ . Аналогично построим векторы  $CD$  и  $DE$  – падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях линии, вызванные током нагрузки  $I_2$ . В результате получим вектор  $U_{1\phi}$  фазного напряжения в начале линии. В комплексной форме

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \dot{I}_{B2}R + j\dot{I}_{B2}X + \dot{I}_2R + j\dot{I}_2X. \quad (1.29)$$

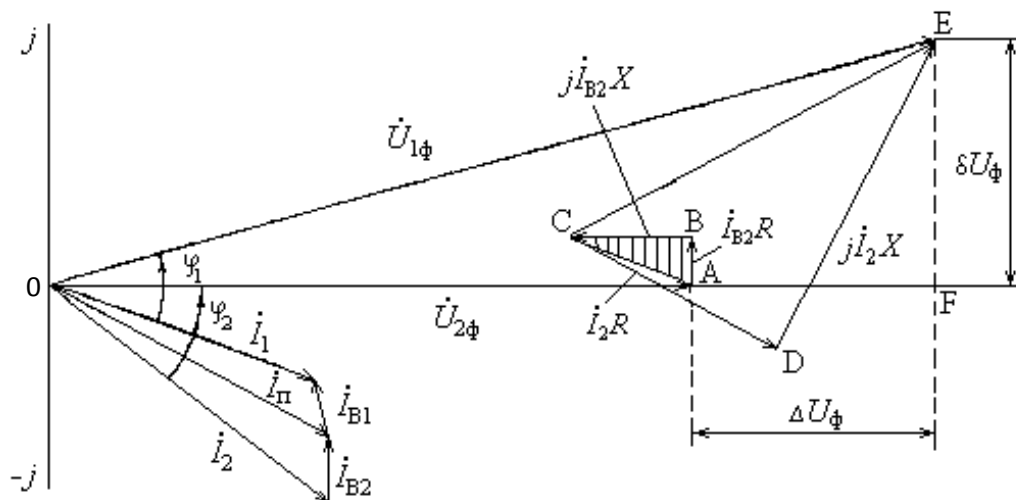


Рис. 1.12. Векторная диаграмма линии высокого напряжения.

Ток в емкости, сосредоточенной в начале линии

$$\dot{I}_{B1} = 0,5j\dot{U}_{1\phi}B. \quad (1.30)$$

Вектор этого тока следует отложить с опережением на  $90^\circ$  относительно вектора  $OE$  напряжения в начале линии  $U_{1\phi}$ ; в итоге

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_L + \dot{I}_{B1} = \dot{I}_2 + j0,5(\dot{U}_{1\phi} + \dot{U}_{2\phi})B, \quad (1.31)$$

где  $\dot{I}_L$  – ток в линии.

Чтобы вычислить потерю напряжения в линии, найдем продольную  $\Delta U$  (вектор  $AF$ ) и поперечную  $\delta U$  (вектор  $FE$ ) составляющие падения напряжения. Для линейного напряжения соответственно:

$$\Delta = \dots \varphi_- + \dots \varphi_- - \dots \quad (1.32)$$

$$\delta = \dots \varphi_- - \dots \varphi_- + \dots \quad (1.33)$$

Линейное напряжение в начале линии и потеря напряжения:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} \approx U_2 + \Delta U + (\delta U)^2/2U_2; \quad (1.34)$$

$$U_1 - U_2 \approx \Delta U + (\delta U)^2/2U_2. \quad (1.35)$$

Итак, напряжение в конце линии  $U_2$  зависит от ее нагрузки и может быть значительно ниже, чем в начале линии.

Располагая векторной диаграммой, можно графически измерить угол сдвига  $\varphi_1$  вектора  $I_1$  относительно напряжения  $U_{1\phi}$  и определить активную и реактивную мощности, поступающие в линию:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1 = 3U_{1\phi}I_1(\cos\varphi_1 + j\sin\varphi_1) = \\ &= \sqrt{3}U_1I_1\cos\varphi_1 + j\sqrt{3}U_1I_1\sin\varphi_1. \end{aligned} \quad (1.36)$$

Тот же результат, но более точно можно получить аналитически, пользуясь формулами (1.29) и (1.31), вычислив значения векторов напряжения и тока на входе в линию:

$$\dot{U}_{1\phi} = U_{1\phi}e^{j\psi U_1}, \quad \dot{I}_{1\phi} = I_{1\phi}e^{j\psi I_1}. \quad (1.37)$$

Комплексное значение полной мощности, поступающей в линию:

$$\dot{S}_1 = 3\dot{U}_{1\phi}\bar{I}_1 = \sqrt{3}U_1I_1 e^{j(\psi U_1 - \psi I_1)} = \sqrt{3}U_1I_1\cos\varphi_1 + j\sqrt{3}U_1I_1\sin\varphi_1,$$

где  $\bar{I}_1$  – самосопряженный комплекс тока;

$\varphi = \psi_{..} - \psi_{..}$  – угол сдвига вектора тока относительно вектора напряжения в начале линии.

Зная мощность в начале и в конце линии, можно определить потерю мощности и КПД передачи:

$$\Delta = \dots - \dots \quad \eta = \dots = -\Delta \dots$$

### 1.3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

#### 1.3.1. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ДВУХОБОМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Электроэнергия вырабатывается на электростанциях на напряжение 6, 10, 20 кВ. Для уменьшения потерь при передаче на большие расстояния напряжение повышается, а на месте потребления понижается его до уровня, необходимого приемникам энергии. С этой целью используют трансформаторы, повышающие и понижающие напряжение, причем соответственно изменяются токи в обмотках трансформатора. Преимущественное распространение имеют трехфазные трансформаторы. При большой мощности применяют и однофазные трансформаторы, соединенные в трехфазные группы.

Обмотки высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов соединены в звезду, а обмотки низшего напряжения при напряжении 0,23 и 0,4 кВ – в звезду с выведенной нулевой точкой, т.е. группа соединений  $Y/Y_H - 0$  (рис. 1.13, а). При более высоком напряжении обмотку низшего напряжения соединяют в треугольник, что соответствует группе соединений  $Y_H/\Delta - 11$  (рис. 1.13, б).

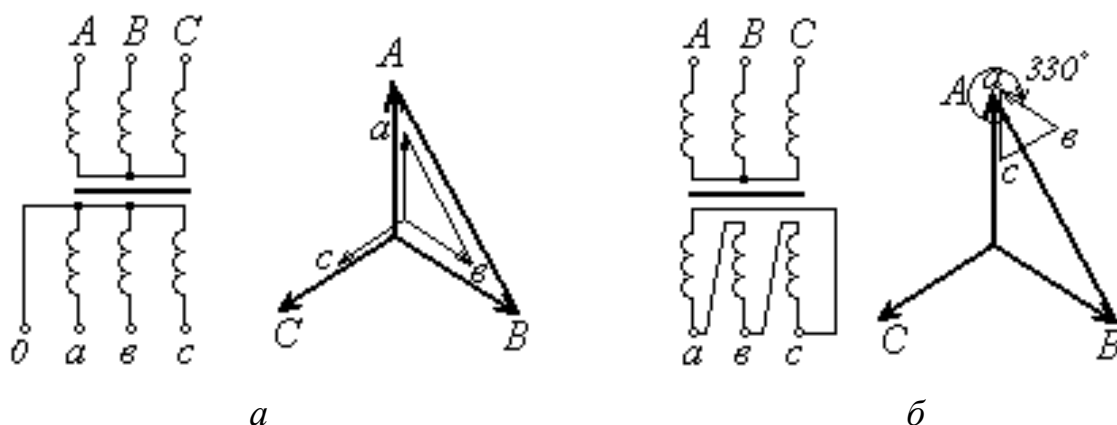


Рис. 1.13. Схемы соединения обмоток трансформаторов звезда – звезда (а), звезда – треугольник (б) и соответствующие векторные диаграммы

Схема замещения для одной фазы трехфазного двухобмоточного трансформатора при равномерной нагрузке фаз: обмотки трансформатора расположены на общем магнитопроводе, поэтому схема состоит из двух контуров, связанных общим магнитным потоком.

Обмотки трансформатора имеют разное напряжение. При расчете схемы с элементами разных напряжений приводят к одному напряжению. Для этого сопротивления следует пересчитать пропорционально квадратам напряжений.

Как известно, схема, состоящая из двух контуров, связанных взаимной индукцией, эквивалентна Т-образной схеме (рис. 1.14, а) с двумя продольными и одним поперечным элементами. Продольные элементы состоят из активного и индуктивного сопротивлений обмоток трансформатора. Поперечный элемент – ветвь намагничивания трансформатора, которую обычно представляют в виде двух параллельных проводимостей – активной  $G_{тр}$  и реактивной  $B_{тр}$ .

Т-образная схема замещения сложна и неудобна при выполнении электрических расчетов сетей. Даже в простейшем случае питания одной нагрузки через двухобмоточный трансформатор схема состоит из двух контуров. Поэтому при расчетах электрических сетей применяют более простую Г-образную схему замещения трансформатора (рис. 1.14, б). В ней ветвь намагничивания (поперечный элемент) в отличие от Т-образной схемы перенесена на первичные зажимы трансформатора. Продольный элемент Г-образной схемы состоит из суммарных активного и реактивного сопротивлений обеих обмоток трансформатора, приведенных к одному напряжению.

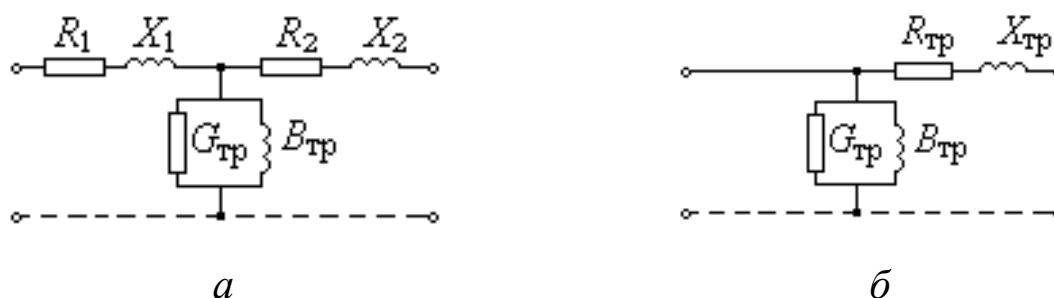


Рис. 1.14. Т-образные (а) и Г-образные (б) схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Если схема приведена к высшему напряжению, сопротивление обмоток трансформатора

$$\dot{Z}'_{\text{тр}} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_{2 \text{ прив}} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 (U_1/U_2)^2,$$

где  $\dot{Z}_{2 \text{ прив}}$  – сопротивление вторичной обмотки трансформатора, приведенное к первичному напряжению.

Если схема приведена к низшему напряжению, то

$$\dot{Z}''_{\text{тр}} = \dot{Z}_{1 \text{ прив}} + \dot{Z}_2 = \dot{Z}_1 (U_1/U_2)^2 + \dot{Z}_2.$$

Применяя Г-образную схему замещения, получают некоторую погрешность. Как известно, потери в опыте холостого хода в основном состоят из потерь в стали. Однако небольшие потери имеются и в первичной обмотке трансформатора. Применяя Г-образную схему замещения, все потери ХХ как бы переносят в стальной сердечник. Возникающая при этом погрешность мала и практически не влияет на результаты расчетов.

Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора имеет четыре параметра: активное  $R_{\text{тр}}$  и реактивное  $X_{\text{тр}}$  сопротивления обмоток трансформатора, а также активную  $G_{\text{тр}}$  и реактивную  $B_{\text{тр}}$  проводимости ветви намагничивания трансформатора. Чтобы определить эти параметры, необходимо воспользоваться результатами опытов холостого хода и короткого замыкания (КЗ) трансформатора.

В опыте холостого хода (рис. 1.15, а) трансформатор включен при номинальном напряжении. Его вторичная обмотка разомкнута. По ваттметрам  $W$  определяют суммарные потери мощности  $\Delta P_0$  в стальном магнитопроводе и первичной обмотке трансформатора. Так как ток ХХ мал, а потери мощности в активном сопротивлении обмотки изменяются пропорционально квадрату тока, они незначительны и с небольшой погрешностью их можно учесть, включив в потери в стали. Таким образом, потери в стали приравнивают к общим поте-

рям ХХ:  $\Delta P_{ст} = \Delta P_0$ .

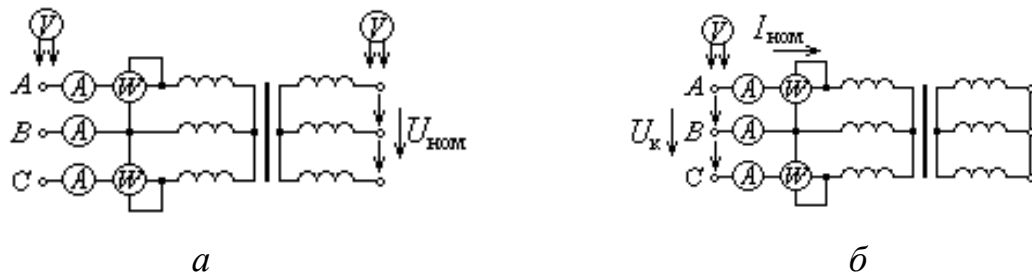


Рис. 1.15. Схемы опытов холостого хода (а) и короткого замыкания (б) двухобмоточного трансформатора

Зная потери в стали, можно вычислить активную проводимость ветви намагничивания трансформатора. Так как  $\Delta P_{ст} = U_{2ном} G_{тр}$ , получаем

$$G_{тр} = \frac{\Delta P_{ст}}{U_{2ном}^2} \quad (1.38)$$

Ток ХХ  $I_0$  трансформатора со стальным сердечником составляет от 0,7 до 3 % номинального значения, причем меньшие значения соответствуют трансформаторам большей мощности. В токе ХХ имеется небольшая активная составляющая, которая покрывает активные потери в стальном магнитопроводе. Она меньше реактивной составляющей в 4-6 раз. Ориентировочно реактивная составляющая может быть принята равной всему току ХХ. Зная значение тока  $I_0$ , можно определить реактивную проводимость  $B_{тр}$  ветви намагничивания. Для этого составим равенство:

$$U_{ном} B_{тр} = \frac{I_0}{100} = \frac{I_0 S}{100 U_{ном}},$$

где  $I_{ном}$ ,  $S_{ном}$  – соответственно номинальные ток и мощность трансформатора;

$I_0$  – ток ХХ, %.

Искомая реактивная проводимость ветви намагничивания трансформатора

$$B_{тр} = \frac{I_0 S}{100 U_{ном}^2} \quad (1.39)$$

В опыте короткого замыкания (рис. 1.15, б) напряжение на пер-

вичных зажимах трансформатора  $U_K$  подбирают так, чтобы в обмотках трансформатора протекал номинальный ток. Ваттметры  $W$  показывают потери активной мощности  $\Delta P_K$  в обмотках и стальном магнитопроводе трансформатора. Так как напряжение КЗ составляет 4,5-10,5 % номинального значения, магнитный поток в стальном сердечнике невелик.

Активные потери в стали приблизительно пропорциональны квадрату магнитной индукции. Поэтому в опыте КЗ они очень малы и все потери  $\Delta P_K$  могут быть приравнены к номинальным потерям в меди обмоток трансформатора  $\Delta P_{M\text{НОМ}}$ , т.е.  $\Delta P_K = \Delta P_{M\text{НОМ}}$ . Поэтому

$$\Delta P_{M\text{НОМ}} = \frac{\sigma^3}{\rho} = \frac{\sigma^3}{\rho} U_{\text{НОМ}}^2$$

Активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \Delta P_{M\text{НОМ}} / I_{\text{НОМ}}^2 = \Delta P_{M\text{НОМ}} / S_{\text{НОМ}}^2 \quad (1.40)$$

Зная значение  $u_K$  в процентах, можно определить полное сопротивление обмоток трансформатора. Так как в этом опыте ток равен номинальному значению,

$$\frac{u_K}{100} U_{\text{НОМ}} = I_{\text{НОМ}} R_{\text{тр}}$$

Полное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1.41)$$

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - R_{\text{тр}}^2} \quad (1.42)$$

У мощных трансформаторов активное сопротивление  $R_{\text{тр}}$  на порядок меньше полного  $Z_{\text{тр}}$ . Поэтому для мощных трансформаторов с достаточной точностью можно принять

$$X_{\text{тр}} \approx Z_{\text{тр}} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1.43)$$

В формулах (1.38)-(1.43) номинальное напряжение должно быть

взято в соответствии с тем, к какому напряжению (высшему или низшему) необходимо привести параметры схемы замещения трансформатора. Сопротивления  $R_{тр}$  и  $X_{тр}$ , отнесенные к первичному напряжению, будут иметь значения в  $(U_1/U_2)^2$  раз большие, чем если бы схема замещения трансформатора была приведена ко вторичному напряжению. Проводимости  $G_{тр}$  и  $B_{тр}$  ветви намагничивания изменяются пропорционально величине  $(U_2/U_1)^2$ . Поэтому в схеме трансформатора, приведенной к высшему напряжению, проводимости меньше значений, полученных для схемы, приведенной к низшему напряжению.

Формулы (1.38)-(1.43) можно применять независимо от схемы и группы соединений. Они пригодны как для трехфазных, так и для однофазных трансформаторов, соединенных в трехфазную группу. В последнем случае в эти формулы необходимо подставлять данные для трехфазной группы в целом, т.е.

$$\Delta_{\text{X}} = \Delta_{\text{X}} \quad \Delta_{\text{K3}} = \Delta_{\text{K3}},$$

где  $P'_c$   $\Delta_{\text{X}}$  – потери соответственно в опытах ХХ и КЗ в однофазном трансформаторе [1].

### 1.3.2. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Понизительные подстанции иногда питают распределительные сети двух напряжений, например 10 или 6 и 35 кВ. Напряжение 10 или 6 кВ предназначено для электроснабжения близлежащих нагрузок. Сети 35 кВ могут питать нагрузки в радиусе 40-50 км. Если нагрузки этих сетей соизмеримы (т.е. отличаются не более чем в 4-5 раз), может оказаться целесообразным применять трехобмоточный трансформатор с двумя вторичными обмотками вместо двух двухобмоточных для отдельного питания распределительных сетей. Трехобмоточные трансформаторы имеют обмотки высшего напряжения ВН и среднего напряжения СН, соединенные в звезду. Обмотка низшего напряжения НН соединена в треугольник. Соответствующая

группа соединений обмоток  $Y_H/Y_H/\Delta-0-11$ .

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы имеют три обмотки равной мощности (100 %). Ранее изготавливались трехобмоточные трансформаторы, у которых обмотки СН и НН могли иметь 67 % мощности обмотки ВН.

Схема замещения одной фазы трехобмоточного трансформатора, представлена на рис. 1.16. Параметры этой схемы приведены к одному напряжению. Так как во всех обмотках протекают разные токи, сопротивления обмоток не могут быть объединены, как это сделано в Г-образной схеме замещения двухобмоточного трансформатора. Каждая обмотка должна быть представлена своими приведенными сопротивлениями. Ветвь намагничивания предусмотрена на первичных зажимах схемы замещения трансформатора.

В опыте ХХ питание подается на одну из обмоток трансформатора, две другие разомкнуты. Так как третья обмотка трансформатора здесь не участвует, опыт ХХ с трехобмоточным трансформатором такой же, как и с двухобмоточным. Поэтому параметры ветви намагничивания  $G_{тр}$  и  $B_{тр}$  можно определить, пользуясь формулами (1.38) и (1.39).

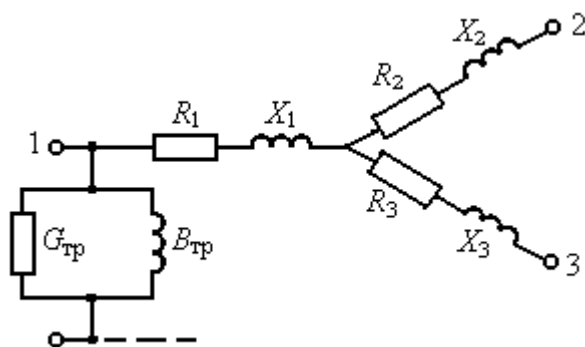


Рис. 1.16. Схема замещения трехобмоточного трансформатора:

1, 2, 3 – обмотки ВН, СН и НН

Сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора должны быть найдены по данным опыта КЗ. В этом опыте одна из обмоток подключена к источнику питания, вторая замкнута накоротко, а третья разомкнута (рис. 1.17). При равной мощности обмоток трехобмоточного трансформатора их приведенные активные сопро-

тивления приблизительно равны.

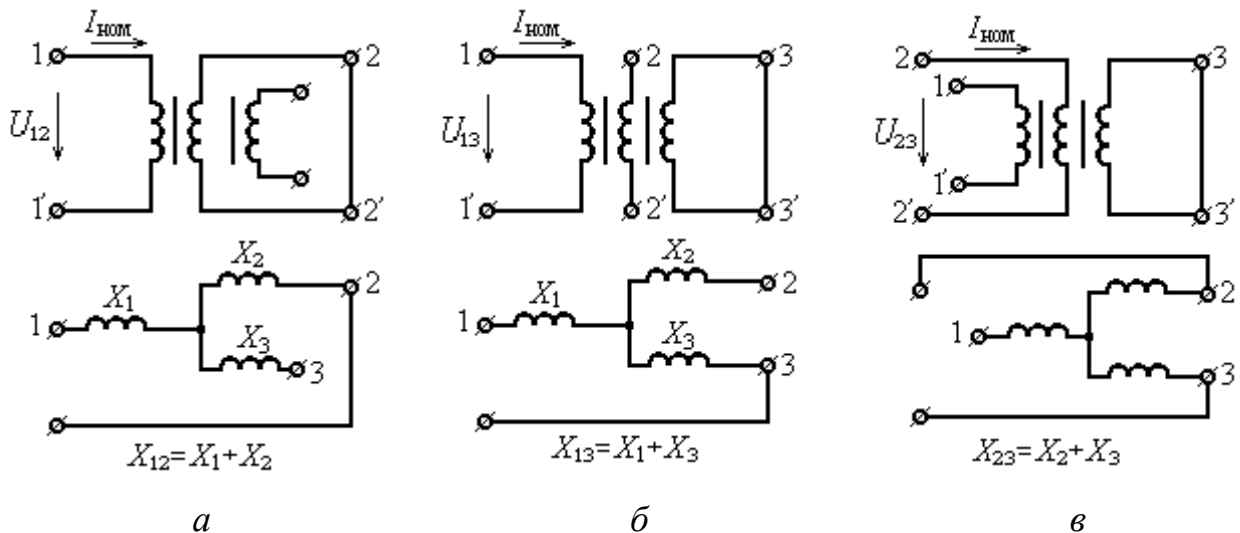


Рис. 1.17. Схемы трех опытов короткого замыкания трехобмоточного трансформатора

Действительно, при напряжении обмоток 110 и 11 кВ номинальный ток обмотки 11 кВ примерно в 10 раз больше, чем обмотки 110 кВ. При той же плотности тока площадь сечения обмотки НН должна быть в 10 раз больше. Число витков у этой обмотки в 10 раз меньше, следовательно, активное сопротивление  $R_3$  обмотки НН ориентировочно (при одной и той же длине витка) в  $10^2$  раз меньше активного сопротивления  $R_1$  обмотки ВН. Если схема трехобмоточного трансформатора приведена к ВН, то сопротивление обмотки НН следует умножить на квадрат отношения номинальных напряжений

$$R'_3 = R_3 (U_1 / U_3)^2.$$

В результате  $R'_3 \approx R_1$ , т.е. при равной мощности приведенные активные сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора равны  $R_1 = R_2 = R_3 = R_{100\%}$ .

Так как в опыте КЗ трехобмоточного трансформатора (как и в случае двухобмоточного) участвуют две обмотки, в соответствии с формулой (1.40)

$$R_{100\%} = \Delta_{m \text{ ном}} / S_{\text{ном}}^2. \quad (1.44)$$

Трехобмоточные трансформаторы имеют мощность 6300 кВА и выше. У трансформаторов такой мощности значения реактивных сопротивлений  $X$  почти не отличаются от значений полных сопротивлений  $Z$ . Чтобы определить эти сопротивления, необходимо восполь-

зоваться результатами трех опытов КЗ.

В первом опыте замыкается накоротко обмотка 2 (рис. 1.17, а), обмотка 3 остается разомкнутой, пониженное напряжение подводится к обмотке 1. Это напряжение  $u_{12}$  указывается в процентах от номинального напряжения трансформатора и должно быть таким, чтобы ток в обмотках трансформатора принял номинальное значение. Результаты опыта позволяют определить сопротивления двух обмоток, участвующих в опыте КЗ

$$X_{12} = \frac{u_{12}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}$$

Во втором опыте (рис. 1.17, б) замыкается накоротко обмотка 3, обмотка 2 разомкнута, пониженное напряжение  $u_{13}$  подводится к обмотке 1. Результаты опыта дают возможность определить

$$X_{13} = \frac{u_{13}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}$$

В третьем опыте (рис. 1.17, в) замыкается накоротко обмотка 3, обмотка 1 остается разомкнутой, пониженное напряжение подводится к обмотке 2.

Так как  $X_{12} = X_1 + X_2 = X_1 + X_2 = X_1 + X_2$ ,

$$X_1 = \frac{u_{12}^2}{2 \cdot 100 S_{\text{НОМ}}}; \quad (1.45)$$

$$X_2 = \frac{u_{12}^2}{2 \cdot 100 S_{\text{НОМ}}}; \quad (1.46)$$

$$X_3 = \frac{u_{13}^2}{2 \cdot 100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (1.47)$$

### 1.3.3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Для связи сетей, напряжения которых мало отличаются друг от друга, например 220 и 110 кВ, экономически целесообразно приме-

нять автотрансформаторы (рис. 1.18).

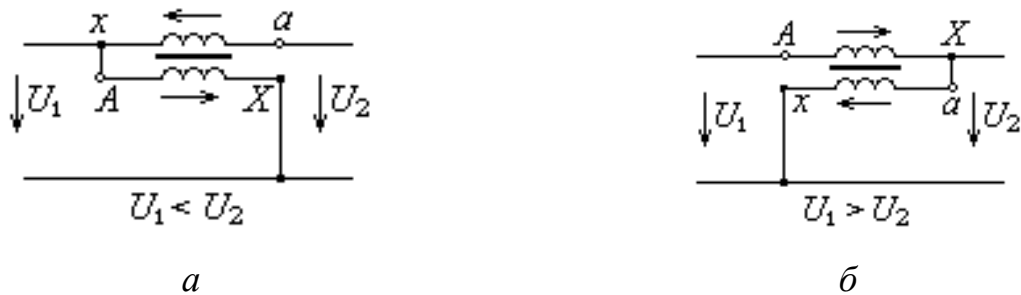


Рис. 1.18. Схемы включения повышающего (а) и понижающего (б) автотрансформаторов

У автотрансформаторов (рис. 1.19) вторичная обмотка среднего напряжения (СН) совмещена с частью первичной обмотки высшего напряжения (ВН). В этой общей части обмоток протекает разность токов сетей двух напряжений. Поэтому она может иметь меньшую площадь сечения, чем обмотка того же напряжения двухобмоточного трансформатора. Меньшую площадь сечения имеет и магнитопровод автотрансформатора. В результате при коэффициенте трансформации, близком к единице, для изготовления автотрансформатора требуется значительно меньше материалов, чем для трансформатора той же номинальной мощности.

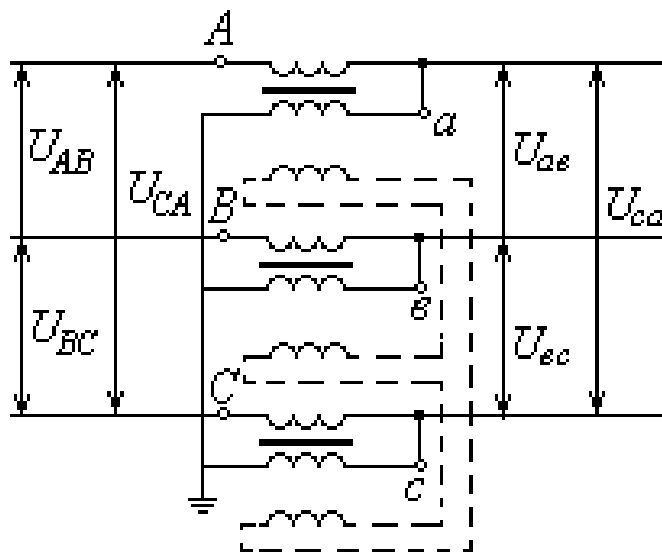


Рис. 1.19. Схема трехфазного трехобмоточного понижающего автотрансформатора

Часть обмотки ВН, совмещенную с обмоткой СН автотрансформатора, называют *общей частью обмотки*. Остальная часть обмотки

высшего напряжения называется *последовательной частью обмотки*.

Автотрансформаторы имеют еще третью обмотку низшего напряжения (НН), соединенную в треугольник, не имеющую электрической связи с первыми двумя. Эта обмотка способствует подавлению третьей гармоники фазных ЭДС. Мощность ее равна 50 % мощности основной обмотки автотрансформатора и предназначена для питания нагрузок, расположенных в районе рассматриваемой подстанции. Напряжение третьей обмотки в зависимости от удаленности нагрузок может быть 38,5; 11 или 6,6 кВ.

Наличие электрической связи между обмотками ВН и СН обуславливает возможность применения автотрансформаторов только в сетях с заземленной нейтралью. При отсутствии заземления нейтрали и замыкании на землю одной фазы в сети высшего напряжения потенциал относительно земли двух других фаз сети среднего напряжения повысится до недопустимого значения. Если, например, выполнить автотрансформатор 115/38,5/11 кВ с изолированной нейтралью, то при замыкании на землю фазы А сети 110 кВ потенциал относительно земли фаз А и С сети 35 кВ повысится до  $3,8U_{\phi}$ . Это недопустимо как для обмотки 38,5 кВ автотрансформатора, так и для аппаратуры сети 35 кВ.

Мощность последовательной части обмотки ВН автотрансформатора

$$S_{\text{посл}} = \frac{S_{\text{ном}}}{k} - S_{\text{общ}}$$

где  $S_{\text{ном}}$  = ... – номинальная (проходная) мощность понижающего автотрансформатора;

$k$  = ... – коэффициент трансформации.

Мощность общей части обмотки автотрансформатора

$$S_{\text{общ}} = \frac{S_{\text{ном}}}{k} = \frac{S_{\text{ном}}}{k} \times \dots$$

У автотрансформатора мощность последовательной части обмот-

ки ВН равна мощности общей части обмотки и называется *типовой мощностью*  $S_{\text{тип}}$ , так как определяет расход активных материалов и приблизительную стоимость автотрансформатора:

$$S_{\text{тип}} = S_{\text{посл}} = S_{\text{общ}}$$

Типовая мощность автотрансформатора меньше номинальной:

$$S_{\text{тип}} = \dots - \dots$$

Расчетная схема замещения автотрансформатора аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора (см. рис. 1.16). Чтобы определить сопротивления эквивалентной трехлучевой звезды, необходимо иметь результаты трех опытов КЗ (при этом активные потери мощности КЗ должны быть отнесены к номинальной мощности автотрансформатора).

Зная активные потери, можно определить эквивалентные сопротивления

$$R_{12} = \frac{\Delta P_{\text{кз1}}}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{кз2}}}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{кз3}}}{S_{\text{ном}}^2}$$

Так как  $R_{12} = R_1 + R_2 = R_2 + R_3 = R_1 + R_3$ , получаем активные сопротивления схемы замещения автотрансформатора

$$R_{12} = \frac{\Delta P_{\text{кз1}} + \Delta P_{\text{кз2}} + \Delta P_{\text{кз3}}}{2 S_{\text{ном}}^2} = \dots = \dots \quad (1.48)$$

Индуктивные сопротивления  $X_1$ ,  $X_2$  и  $X_3$  трехлучевой звезды (см. рис. 1.16) определяют, как для трехобмоточного трансформатора, по формулам (1.45)-(1.47). Параметры ветви намагничивания можно найти по формулам (1.38) и (1.39).

**Пример 1.4.** Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТМ-630/10/0,4, приведенные к номинальным напряжениям первичной и вторичной обмоток.

*Решение.* По табл. П11 определяются технические характеристики трансформатора:  $S_{\text{н}}=630$  кВА;  $U_{\text{н вн}}=10$  кВ;  $U_{\text{н нн}}=0,4$  кВ;  $\Delta P_0=1050$  Вт;  $\Delta P_{\text{к}}=7600$  Вт;  $u_{\text{к}}=5,5$  %;  $I_{\text{хх}}=1,6$  %.

Активные сопротивления трансформатора, отнесенные к номинальным напряжениям первичной (10 кВ) и вторичной обмоток (0,4 кВ), рассчитываются

по формуле (1.40):

$$R_{\text{тр вн}} = \frac{\Delta P_k U_{\text{н вн}}^2}{S_{\text{н}}^2} = \frac{7600 \cdot 10^2}{630^2} = 1,9 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{тр нн}} = \frac{\Delta P_k U_{\text{н нн}}^2}{S_{\text{н}}^2} = \frac{7600 \cdot 0,4^2}{630^2} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Полные сопротивления определяются по формуле (1.41), причем номинальная мощность трансформатора подставляется в МВА, тогда в результате сопротивление в омах:

$$Z_{\text{тр вн}} = \frac{u_k U_{\text{н вн}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,630} = 8,73 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{тр нн}} = \frac{u_k U_{\text{н нн}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,630} = 1,4 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления по формуле (1.42) составляют

$$X_{\text{тр вн}} = \sqrt{8,73^2 - 1,9^2} = 8,52 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр нн}} = \sqrt{(1,4 \cdot 10^{-2})^2 - (3 \cdot 10^{-3})^2} = 1,37 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}.$$

Активные проводимости намагничивания определяются по формуле (1.38):

$$G_{\text{тр вн}} = \frac{\Delta P_0}{U_{\text{н вн}}^2} = \frac{1050}{(10 \cdot 10^3)^2} = 1,05 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$G_{\text{тр нн}} = \frac{\Delta P_0}{U_{\text{н нн}}^2} = \frac{1050}{(0,4 \cdot 10^3)^2} = 6,56 \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Реактивные проводимости намагничивания рассчитываются по формуле (1.39):

$$B_{\text{тр вн}} = \frac{I_0 S_{\text{н}}}{100 \cdot U_{\text{н вн}}^2} = \frac{1,6 \cdot 0,630}{100 \cdot 10^2} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$B_{\text{тр нн}} = \frac{I_0 S_{\text{н}}}{100 \cdot U_{\text{н нн}}^2} = \frac{1,6 \cdot 0,630}{100 \cdot 0,4^2} = 0,063 \text{ См}.$$

Для трансформаторов при напряжении менее или равном 220 кВ допустимо использование схемы замещения, где ветвь намагничивания замещена мощностью потерь холостого хода

$$\Delta \dot{S}_x = \Delta P_x + j \Delta Q_x,$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_x = \frac{I_0 S_{\text{н}}}{100} = \frac{1,6 \cdot 630}{100} = 10,08 \text{ кВАр},$$

тогда

$$\dot{S}_x = 1,05 + j10,08 \text{ кВА}.$$

**Пример 1.5.** Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов ТДН – 10000/110.

*Решение.* По табл. П13 определяются данные трансформатора:  $S_{\text{н}}=10$  МВА;  $U_{\text{н вн}}=115$  кВ;  $U_{\text{н нн}}=11$  кВ;  $\Delta P_0=14$  кВт;  $\Delta P_{\text{к}}=60$  кВт;  $u_{\text{к}}=10,5$  %;  $I_0=0,7$  %.

Параметры схемы замещения одного трансформатора определяются по выражениям (1.38)-(1.42) с учетом приведения к высшему напряжению:

$$R_{\text{тр}} = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{10^2} = 7,94 \text{ Ом}; \quad X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 139 \text{ Ом};$$
$$G_{\text{тр}} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \quad B_{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 10}{100 \cdot 115^2} = 5,293 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

В общем случае при включении параллельно  $k$  одинаковых трансформаторов их эквивалентные сопротивления  $R_{\text{эк}}$  и  $X_{\text{эк}}$  в  $k$  раз меньше, а проводимости  $B_{\text{эк}}$  и  $G_{\text{эк}}$  в  $k$  раз больше, т.е. при  $k=2$

$$R_{\text{эк}} = \frac{7,95}{2} = 3,98 \text{ Ом}; \quad X_{\text{эк}} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом};$$
$$G_{\text{эк}} = 2 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$
$$B_{\text{эк}} = 2 \cdot 5,29 \cdot 10^{-6} = 10,58 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для трансформаторов  $U_{\text{в ном}}=110$  кВ допустимо использование схемы замещения, где ветвь намагничивания замещена мощностью потерь холостого хода. В рассматриваемом случае эта мощность составляет

$$\Delta \dot{S}_{\text{х}} = 2(14 + j70) = 0,028 + j0,14 \text{ МВА}.$$

### ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое электрическая сеть?
2. Назовите причины возникновения короны?
3. Какие существуют схемы замещения ЛЭП?
4. Дайте определение основным параметрам ЛЭП.
5. Что такое транспозиция проводов?
6. Почему линии высокого напряжения при ХХ нельзя отключать разъединителями?
7. Что относится к основным параметрам трансформаторов?
8. В каких случаях целесообразно применение автотрансформаторов?
9. Какую функцию выполняет третья обмотка низшего напряжения в автотрансформаторе?
10. Возможно ли применение автотрансформаторов в сетях с изолированной нейтралью?

## 2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В современных энергосистемах в связи с концентрацией производства электроэнергии на крупных станциях растет протяженность линий электропередачи, кроме того, увеличивается число трансформаций напряжения. Это приводит к росту потерь активной мощности  $\Delta P$ , которые составляют 10-15 % суммарной мощности энергосистемы. Таким образом, если последняя составляет, например, 2000 МВт, то потери в ее сетях достигают 200-300 МВт, и на их покрытие требуется 2-3 генератора мощностью по 100 МВт каждый.

Приняв суммарные потери в энергосистеме за 100 %, можно получить их усредненное распределение:

Напряжение сети, кВ	0,4	6, 10	35	110-220	330 и выше
Потери, %	15-25	20-25	2-3	40-50	8-10

Увеличение установленной мощности электростанций для покрытия потерь повышает основные фонды энергосистемы и снижает фондоотдачу. С другой стороны, потери активной мощности  $\Delta P$  обуславливают потери электроэнергии  $\Delta W$  в сети, что в свою очередь приводит к дополнительному расходу энергоносителей – топлива и воды, из-за чего возрастает себестоимость электроэнергии и, как следствие, снижается экономическая эффективность энергосистемы. Данные обстоятельства поясняют то, насколько важно уметь правильно рассчитывать потери в сети и принимать меры к их рациональному снижению.

Потери происходят во всех звеньях электрической системы: генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи и др. В электрических расчетах рассматриваются не сами электротехнические установки, а их *схемы замещения*. Потери мощности, обусловленные нагревом проводников, определяются сопротивлениями, проводимостями и квадратами протекающих по ним токов, согласно закону Джоуля – Ленца.

Ток в сопротивлениях зависит от меняющихся во времени токов нагрузок. Поэтому потери в сопротивлениях схемы замещения называют нагрузочными (или переменными). Ток в проводимостях определяется подведенным к точке их присоединения напряжением, которое практически не зависит от тока нагрузки. Поэтому потери активной мощности и электроэнергии в проводимостях относят к потерям холостого хода (или постоянным). Нагрузочные потери приблизительно в 4 раза превышают потери холостого хода.

Индуктивные сопротивления линий электропередачи напряжением свыше 110 кВ и трансформаторов существенно превышают активные. Именно поэтому потери реактивной мощности, определяемые произведением квадрата полного тока на индуктивное сопротивление, заметно превышают активные. Эти потери имеют различную физическую сущность. Потери активной мощности отражают нагрев проводников, что обуславливает дополнительную мощность электростанций и дополнительный расход энергоносителей. Потери же реактивной мощности отражают наличие переменных магнитных полей в линиях и трансформаторах и непосредственно вызывают другое отрицательное явление – потери напряжения, с ростом которых уменьшается напряжение у потребителей электроэнергии. Однако при этом растет ток нагрузок, а значит, несколько возрастают и потери активной мощности.

## 2.1. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ

Согласно закону Джоуля – Ленца потери на нагрев зависят от квадрата полного тока  $I$  проводника

$$\Delta = \dots \quad (2.1)$$

Наиболее часто встречается задача расчета питающей сети (рис. 2.1), у которой заданы активно-индуктивная нагрузка  $S_2 = P_2 + jQ_2$  в конце и напряжение  $U_1$  в начале. Определить потери активной и реактивной мощности соответственно на сопротивлениях  $R$  и  $X$ .

Ток  $I$  можно найти по данным, соответствующим началу элемента либо его концу:

$$I = \dots = \dots \quad (2.2)$$

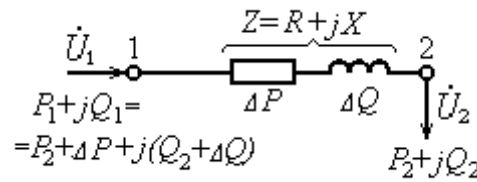


Рис. 2.1. Потери мощности электропередачи

Подставив эти значения тока в исходную формулу (2.1), получают два тождественных результата

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R. \quad (2.3)$$

Формулу (2.3) не удастся использовать непосредственно: в первом случае мощности  $P_1$  и  $Q_1$  сами зависят от искомым потерь  $\Delta P$  и  $\Delta Q$ , во втором – неизвестным является напряжение  $U_2$  в конце элемента. Таким образом, даже в простейшем случае точный расчет потерь мощности выполнить трудно и требуется предварительно определить напряжения в узле 2. Потери можно рассчитать приближенно, что часто делают при проектировании и эксплуатации сетей напряжением 35 кВ и ниже.

При приближенных расчетах в формулу (2.3) подставляют номинальные значения напряжения и мощностей нагрузки. Расчет выполняют по формуле

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{S^2}{U_{\text{н}}^2} R = \frac{P^2 R}{U_{\text{н}}^2} + \frac{Q^2 R}{U_{\text{н}}^2} = \Delta P_{\text{а}} + \Delta P_{\text{р}}. \quad (2.4)$$

Если сеть состоит из нескольких элементов, потери определяют по каждому из них отдельно, а затем суммируют:

$$\Delta P = \sum_{k=1}^n \left( \frac{P_k^2 R_k}{U_{\text{н}}^2} + \frac{Q_k^2 R_k}{U_{\text{н}}^2} \right). \quad (2.5)$$

Формула (2.4) наглядно раскрывает физическую структуру потерь активной мощности. Первое слагаемое правой части уравнения представляет собой потери активной мощности  $\Delta P_{\text{а}}$  на передачу активной мощности, а второе – те же потери  $\Delta P_{\text{р}}$ , но на передачу реак-

тивной мощности. Скрытое в неявном виде в формуле (2.1) влияние реактивной составляющей тока на значение активных потерь в соотношении (2.4) представлено в явной форме. Соответственно потери реактивной мощности

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{S^2}{U_{\text{н}}^2} X = \frac{P^2 X}{U_{\text{н}}^2} + \frac{Q^2 X}{U_{\text{н}}^2} = \Delta Q_{\text{а}} + \Delta Q_{\text{р}}. \quad (2.6)$$

Правая часть последнего уравнения также содержит не только потери реактивной мощности на передачу реактивной мощности  $\Delta Q_{\text{р}}$ , но и потери на передачу активной мощности  $\Delta Q_{\text{а}}$ . Из курса «Теоретические основы электротехники» комплексное выражение полной мощности  $S$  может быть получено как произведение комплекса напряжения на сопряженный комплекс тока:

$$\dot{S} = \sqrt{3} \dot{U} I^* = \sqrt{3} U e^{j\psi_U} I e^{-j\psi_I} = S e^{j\varphi}$$

где  $\psi_U, \psi_I$  – углы сдвига напряжения и тока относительно вектора отсчета.

Для отстающего тока (активно-индуктивная цепь) это приводит к следующей алгебраической форме комплекса полной мощности

$$\dot{S} = S \cos \varphi + j S \sin \varphi = P + jQ. \quad (2.7)$$

Выражение для полных потерь мощности имеет вид

$$\Delta \dot{S} = \Delta P + j \Delta Q = 3I^2 (R + jX) = 3I^2 \dot{Z} = S^2 \dot{Z} / U_{\text{н}}^2. \quad (2.8)$$

Полная мощность в начале элемента сети

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S} = P_2 + \Delta P + j(Q_2 + \Delta Q) = P_1 + jQ_1. \quad (2.9)$$

В двухпроводной линии постоянного тока потери мощности

$$\Delta P = 2 \frac{P^2}{U_{\text{н}}^2} R, \quad (2.10)$$

где  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение между проводами;

$P$  – мощность, передаваемая потребителю;

$R$  – омическое сопротивление каждого провода.

Нагрузочные потери мощности в обмотках трансформаторов могут быть определены по формулам (2.5) и (2.6), если в них подставить значения активного и индуктивного сопротивлений обмоток данного трансформатора. Кроме того, необходимо учесть активные и реак-

тивные потери холостого хода в стальном сердечнике трансформатора. Однако обычно потери в трансформаторах определяют проще – по их техническим данным, взятым из каталогов, и значению фактической нагрузки.

В каталоге на трансформаторы приводятся номинальная мощность  $S_H$  и значение *номинальных потерь* в меди  $\Delta P_{M \text{ ном}}$ , т.е. потерь активной мощности в обмотках трансформатора при его загрузке номинальным током  $I_H = S_H / \sqrt{3} U_H$ . Часто величину  $\Delta P_{M \text{ ном}}$  называют потерями КЗ и обозначают  $\Delta P_{\text{кз}}$ , подчеркивая, что эта величина определяется в процессе опыта КЗ, когда по обмоткам протекают номинальные токи.

Если в какой-то момент нагрузка трансформатора равна мощности  $S$  (или равна току  $I$ ), то нагрузочные потери

$$\Delta P_M = \Delta P_{M \text{ ном}} (I/I_H)^2 = \Delta P_{M \text{ ном}} (S/S_H)^2 = \Delta P_{M \text{ ном}} \beta^2,$$

где  $\beta = I/I_H = S/S_H$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Нужно помнить, что замена соотношения токов соотношением полных мощностей правомерна только в предположении постоянства питающего трансформатор напряжения. Хотя в действительности это и не так (изменение питающего напряжения в различные моменты времени составляет несколько процентов), такое предположение не вносит заметных ошибок в расчеты и будет использовано и далее [1].

С учетом активных потерь в стали  $\Delta P_{\text{ст}}$  (потерь ХХ), которые не зависят от нагрузки, общие потери активной мощности в двухобмоточном трансформаторе при данной нагрузке

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_M \beta^2. \quad (2.11)$$

Потери реактивной мощности также складываются из магнитных потерь в стальном сердечнике  $\Delta Q_{\text{ст}}$  и нагрузочных потерь:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\text{ст}} + \Delta Q_M.$$

После подстановки значения потерь реактивной мощности в стали и индуктивное сопротивление трансформатора (при допущении  $X_{\text{тр}} \approx Z_{\text{тр}}$ ) выражение для потерь реактивной мощности будет иметь вид

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{н}}}{100} (I_0 + u_{\text{к}} \beta^2), \quad (2.12)$$

где  $I_0$  – ток ХХ, %;

$u_{\text{к}}$  – напряжение КЗ, %.

Потери активной мощности в трехобмоточных трансформаторах можно определить по формуле (применительно к рис. 1.16)

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{12} + \Delta Q_{13} \beta_1 + \Delta Q_{23} \beta_2 + \Delta Q_{11} \beta_3. \quad (2.13)$$

где индексы 1, 2, 3 относятся к соответствующим обмоткам трансформатора.

В каталогах на трехобмоточные трансформаторы номинальные потери в обмотках задаются по-разному. Иногда задаются потери на каждую пару обмоток  $\Delta Q_{12}, \Delta Q_{13}, \Delta Q_{23}$ , тогда потери, приходящиеся на каждую обмотку, рассчитывают по формулам, аналогичным формулам (1.45)-(1.47):

$$\begin{aligned} \Delta Q_{11} &= \Delta Q_{12} + \Delta Q_{13} - \Delta Q_{23}, \\ \Delta Q_{22} &= \Delta Q_{12} + \Delta Q_{23} - \Delta Q_{13}, \\ \Delta Q_{33} &= \Delta Q_{13} + \Delta Q_{23} - \Delta Q_{12}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

В других случаях задается значение номинальных потерь лишь на одну пару обмоток, и определить потери на каждую обмотку можно лишь приближенно. Для трансформатора с соотношением номинальных мощностей обмоток (в процентах) 100:100:100 полагают, что потери в них одинаковы. Тогда

$$\Delta Q_{12} = \Delta Q_{13} = \Delta Q_{23} = \Delta Q_{\text{тр}}. \quad (2.15)$$

При соотношении же 100:100:67 имеем

$$\Delta Q_{12} = \Delta Q_{13} = \Delta Q_{23} \frac{100}{67} = \Delta Q_{\text{тр}}. \quad (2.16)$$

Таким образом, в зависимости от способа задания номинальных нагрузочных потерь активной мощности в трехобмоточном трансформаторе в формулу (2.13) подставляются значения, определяемые уравнениями (2.14) или равенствами (2.15) либо (2.16).

Потери реактивной мощности в трехобмоточном трансформаторе

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{н}}}{100} (I_0 + u_{\text{к1}}\beta_1^2 + u_{\text{к2}}\beta_2^2 + u_{\text{к3}}\beta_3^2). \quad (2.17)$$

Напряжения короткого замыкания  $u_{\text{к1}}, u_{\text{к2}}, u_{\text{к3}}$ , относящиеся к каждой обмотке, определяются через величины  $u_{\text{к1,2}}, u_{\text{к1,3}}, u_{\text{к2,3}}$  по формулам, аналогичным уравнениям (2.14).

## 2.2. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ

При постоянной неизменной нагрузке потери электроэнергии в элементе сети легко получить, умножив соответствующее значение потерь мощности на время действия нагрузки. Так следует поступить, например, при определении потерь электроэнергии в стали трансформатора (потерь ХХ) за время  $t$ :

$$\Delta W = \Delta P \cdot t. \quad (2.18)$$

Однако на практике значительно чаще встречаются *нагрузки, переменные во времени* (в течение суток, времени года, стадии технологического процесса). Если какая-то нагрузка, выраженная током  $I$ , регистрировалась в течение года и все ординаты полученного графика  $I(t)$  ( $0 \leq t \leq 8760$  ч) расположить в порядке их убывания, то получится так называемая годовая *упорядоченная диаграмма*  $I(t)$  нагрузки (рис. 2.2). Подставляя выражение (2.4) в (2.18) с учетом переменного характера нагрузки, потери электроэнергии можно определить следующим образом

$$\Delta W = 3R \int_0^{8760} I^2 dt \cong \frac{R}{U_{\text{н}}} \left( \int_0^{8760} P^2 dt + \int_0^{8760} Q^2 dt \right), \quad (2.19)$$

где 8760 – число часов в году.

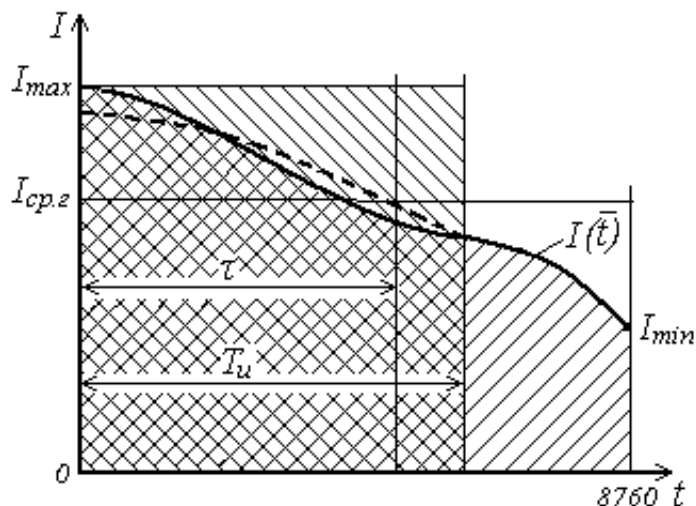


Рис. 2.2. Годовой график нагрузки и определение времени использования максимальной нагрузки  $T_M$  и времени максимальных потерь  $\tau$

Данной формулой пользуются редко, поэтому для расчета годовых потерь электроэнергии используют *упрощенные методы расчета*, основанные на обобщенных показателях, одинаковых и для графиков нагрузок, и для соответствующих упорядоченных диаграмм:

– *максимальная расчетная нагрузка*  $I_{max}$  (или  $P_{max}$  и  $Q_{max}$ ) – нагрузка, усредненная на некотором временном интервале графика в период его максимума;

– *среднегодовая нагрузка*  $I_{ср.г}$ ;

– *время использования максимума нагрузки*  $T_M$  – условное время, в течение которого линия, работая с максимальной нагрузкой  $I_{max}$ , передала бы такое же количество энергии, как и при работе по действительному графику  $I(t)$  за год (см. рис. 2.2). Из определения явствует равенство следующих площадей диаграммы:

$$I_{max} T_M = \int_0^{8760} I dt. \quad (2.20)$$

Для активной и реактивной нагрузок

$$T_{M.a} = \frac{W_{a год}}{P_{max}}; \quad T_{M.p} = \frac{W_{p год}}{Q_{max}}. \quad (2.21)$$

При этом время использования максимума полной мощности (или токовой нагрузки) можно приближенно оценить как

$$T_M \cong 0,5(T_{M.a} + T_{M.p}); \quad (2.22)$$

– время максимальных потерь  $\tau$  – это условное время, в течение которого в линии, работающей с максимальной нагрузкой  $I_{\max}$ , выделяются такие же потери энергии, как и при работе по действительному графику  $I(t)$  за год. Отсюда следует

$$I_{\max}^2 \tau = \int_0^{8760} I^2 dt. \quad (2.23)$$

При переменной во времени нагрузке всегда  $\tau < T_M < 8760$  ч, причем величины  $\tau$  и  $T_M$  тем меньше, чем менее стабильна нагрузка. В частном случае  $I = \text{const}$  имеем  $\tau = T_M = 8760$  ч.

### **Упрощенные методы расчета годовых потерь электроэнергии**

*Метод максимальной нагрузки.* Согласно соотношению (2.23) основную формулу (2.19) можно представить в виде

$$\Delta W = \frac{R}{U_H^2} (P_{\max}^2 \tau_a + Q_{\max}^2 \tau_p), \quad (2.24)$$

где  $\tau_a$ ,  $\tau_p$  – время максимальных потерь соответственно для годовых графиков активной и реактивной нагрузок. Учитывая, что эти графики близки по форме и связь между ними можно определять одним усредненным значением коэффициента реактивной мощности  $\text{tg}\varphi =$  , в расчетах обычно принимают единое значение  $\tau$

$$\Delta W = \frac{R}{U_H^2} S_{\max}^2 \tau. \quad (2.25)$$

Для графиков типовой формы значение  $\tau$  определяется по следующей эмпирической формуле

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 8760. \quad (2.26)$$

Расчетное время  $T_M$  берут из справочников; оно зависит от характера электрической нагрузки. Ориентировочно для промышленных предприятий различных отраслей, работающих в одну смену,  $T_M$  лежит в пределах от 1500 до 2500 ч; в две смены – от 3000 до 5000 ч; в три смены – от 4500 до 7000 ч. При непрерывном производстве оно достигает 8000 ч. Для бытовой нагрузки городов и поселков  $T_M$  находится в пределах 2500-3000 ч.

Существует и другой способ определения времени  $\tau$  – по зависимостям  $\tau = f(T_M, \cos\varphi)$ , установленным расчетным путем для ряда характерных графиков нагрузок при условии неизменности во времени напряжения  $U$  (рис. 2.3).

*Метод среднегодовой нагрузки.* Если ввести в рассмотрение коэффициенты формы  $K_\phi$  и  $L_\phi$  графиков нагрузок, связывающие среднеквадратичные и среднегодовые значения нагрузок, то потери, определяемые выражением (2.19), можно выразить так:

$$\Delta W = \frac{R}{U_H^2} (P_{cp}^2 K_\phi^2 + Q_{cp}^2 L_\phi^2) 8760. \quad (2.27)$$

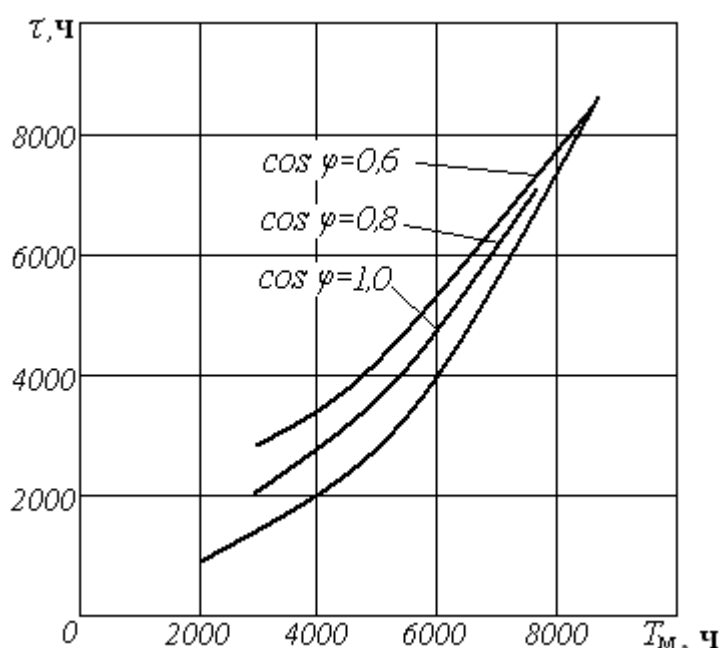


Рис. 2.3. Зависимость времени максимальных потерь  $\tau$  от  $T_M$  и  $\cos\varphi$

Если максимальная нагрузка  $I_{max}$  не более чем в 2 раза превышает минимальную  $I_{min}$  (рис. 2.2), то  $L_\phi < K_\phi \leq 1,05$ , и с погрешностью не более 10 % в сторону занижения годовые потери можно рассчитывать по формуле (2.27) при  $K_\phi = L_\phi = 1$

$$\Delta W = \frac{R}{U_H^2} S_{cp.g}^2 8760. \quad (2.28)$$

Среднегодовую нагрузку  $S_{cp.g}$  определяют либо по планируемому электропотреблению непосредственно, либо приближенно как

$$S_{\text{ср.г}} \cong \dots + \dots,$$

либо из очевидного соотношения  $S_{\text{ср.г}} 8760 = S_{\text{max}} T_{\text{м}}$ .

Сравнивая оба метода определения потерь энергии при отсутствии годового графика нагрузки, можно заметить, что второй метод расчета точнее и проще. Это объясняется тем (согласно теории вероятностей и математической статистики), что средние значения величин или их математические ожидания наиболее вероятны и могут быть вычислены с большей точностью, чем любые другие (в том числе и максимальные). Поэтому второй метод расчета рекомендуется для определения потерь энергии в элементах электрических сетей.

### 2.3. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе, работающем круглый год, определяются на основе формулы (2.11):

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{ст}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{м ном}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau. \quad (2.29)$$

Если на подстанции установлено два одинаковых трансформатора номинальной мощностью  $S_{\text{н}}$  каждый, а суммарная максимальная нагрузка подстанции  $S_{\text{max}}$ , то

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2\Delta P_{\text{ст}} \cdot 8760 + 2\Delta P_{\text{м ном}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{2S_{\text{н}}} \right)^2 \tau$$

или

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2\Delta P_{\text{ст}} \cdot 8760 + 0,5\Delta P_{\text{м ном}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau. \quad (2.30)$$

В скобках здесь стоит отношение суммарной нагрузки подстанции (т.е. нагрузки обоих трансформаторов) к номинальной мощности одного трансформатора.

Потери электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах рассчитываются аналогично на основе формулы (2.13).

При наличии на подстанции двух трансформаторов необходимо знать, при какой граничной нагрузке  $S_{\text{тр}} < S_{\text{н}}$  подстанции экономически целесообразно оставлять в работе один трансформатор. Дело в том,

что при малых нагрузках потери в стали становятся доминирующими и с целью уменьшения общих потерь иногда целесообразно отключать один трансформатор. На рис. 2.4 приведены кривые изменения потерь мощности в одном или двух параллельно работающих трансформаторах в зависимости от нагрузки.

Чтобы найти граничную мощность  $S_{гр}$  или граничный коэффициент загрузки  $\beta_{гр} = S_{гр}/S_{н}$ , отвечающие точке  $A$  на рис. 2.4, необходимо: при одной и той же неизвестной мощности  $S_{гр}$  записать потери по формуле (2.11) сначала для одного трансформатора, а затем для двух – формула (2.30); приравнять правые части полученных выражений и найти мощность  $S_{гр}$ :

$$\Delta P_{ст} + \Delta P_{м ном} \left( \frac{S_{гр}}{S_{н}} \right)^2 = 2\Delta P_{ст} + 0,5\Delta P_{м ном} \left( \frac{S_{гр}}{S_{н}} \right)^2,$$

отсюда

$$\beta_{гр} = \frac{S_{гр}}{S_{н}} = \sqrt{\frac{2\Delta P_{ст}}{\Delta P_{м ном}}} = 0,6 \div 0,8.$$

Таким образом, гарантированной границей работы одного трансформатора по критерию минимума потерь являются 60 % мощности  $S_{н}$ .

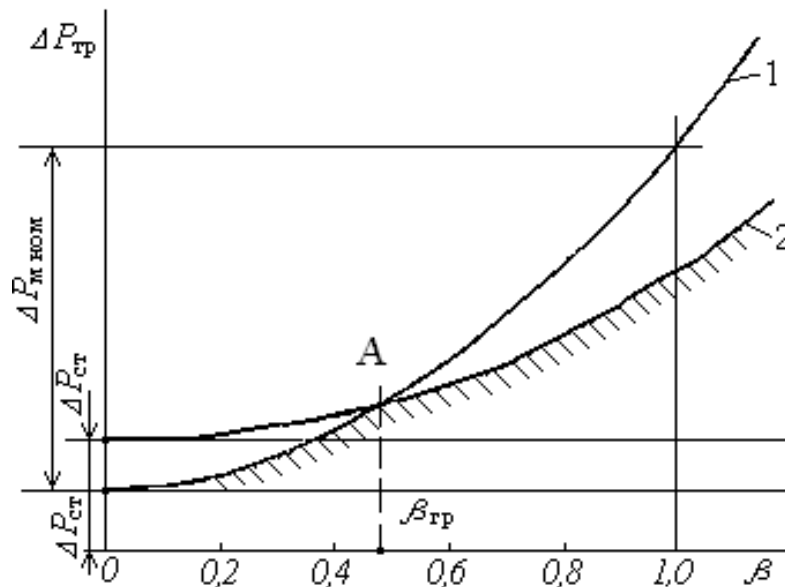


Рис. 2.4. Изменение потерь мощности в одном (кривая 1) или двух (кривая 2) параллельно работающих трансформаторах в зависимости от нагрузки

**Пример 2.1.** Определить потери мощности в воздушной линии трехфазного тока 110 кВ длиной 50 км, по которой получает питание потребитель мощностью 16 МВА при  $\cos\varphi=0,85$ . Линия выполнена сталеалюминиевыми проводами марки АС-70, расположенными горизонтально с расстоянием между ними 4 м. Найти также  $\cos\varphi_1$  и КПД линии  $\eta$ . При расчете емкость не учитывать.

*Решение.* Мощность потребителя:

$$P_2=S_2\cos\varphi_2=16\cdot 0,85=13,6 \text{ МВт};$$

$$Q_2=S_2\sin\varphi_2=16\cdot 0,527=8,43 \text{ МВАр.}$$

Активное сопротивление одного провода линии

$$R = \frac{L}{\gamma F} = \frac{50000}{32\cdot 70} = 22,3 \text{ Ом.}$$

Погонное индуктивное сопротивление 1 км линии при  $D_{cp}=4$  м составляет  $X_0=0,425$  Ом/км (см. табл. П6). Индуктивное сопротивление линии  $X=0,425\cdot 50=21,25$  Ом.

Потери активной мощности определяются по формуле (2.4):

$$\Delta P = \frac{13,6^2\cdot 22,3}{110^2} + \frac{8,43^2\cdot 22,3}{110^2} = 0,34 + 0,13 = 0,47 \text{ МВт.}$$

Потери реактивной мощности рассчитываются по формуле (2.6):

$$\Delta Q = \frac{13,6^2\cdot 21,25}{110^2} + \frac{8,43^2\cdot 21,25}{110^2} = 0,325 + 0,125 = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Мощности в начале линии:

$$P_1=P_2+\Delta P=13,6+0,47=14,07 \text{ МВт};$$

$$Q_1=Q_2+\Delta Q=8,43+0,45=8,88 \text{ МВАр.}$$

Тогда  $\operatorname{tg} \varphi_1 = Q_1/P_1 = 8,88/14,07 = 0,63$   $\cos\varphi_1=0,846 < \cos\varphi_2$ .

КПД линии

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = \frac{13,6}{14,07} 100 = 96,7\%.$$

**Пример 2.2.** Определить годовые потери электроэнергии и КПД линии из примера 2.1, если известно, что за год по линии было передано  $60\cdot 10^6$  кВт·ч активной и  $43\cdot 10^6$  кВАр·ч реактивной энергии.

*Решение.* Из примера 2.1 известно, что значения наибольших активной и реактивной мощностей, передаваемых по линии, составляют  $P_{max}=13,6$  МВт;  $Q_{max}=8,43$  МВАр. По формулам (2.21) находятся:

$$T_{м.а} = \frac{60\cdot 10^6}{13,6\cdot 10^3} = 4412 \text{ ч}; T_{м.р} = \frac{43\cdot 10^6}{8,43\cdot 10^3} = 5100 \text{ ч.}$$

Время использования максимума нагрузки определяется по формуле (2.22):

$$T_m \cong 0,5(4412+5100)=4756 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь рассчитывается по формуле (2.26):

$$\tau = (0,124 + 4756 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3150 \text{ ч.}$$

Используя кривые, показанные на рис. 2.3, можно приблизительно получить то же значение  $\tau$ .

Активное сопротивление линии было найдено в примере 2.1:  $R=22,3$  Ом. Годовые потери электроэнергии рассчитываются по формуле (2.25):

$$\Delta W = \frac{22,3}{110^2} (13,6^2 + 8,43^2) 3150 \cdot 10^3 = 1\,486\,319,76 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Эту же задачу можно решить через среднегодовые нагрузки. Среднегодовая полная мощность

$$S_{\text{ср.г}} = \sqrt{P_{\text{ср.г}}^2 + Q_{\text{ср.г}}^2} = \frac{10^3}{8760} \sqrt{60^2 + 43^2} = 8,43 \text{ МВА.}$$

По формуле (2.27):

$$\Delta W = \frac{22,3}{110^2} 8,43^2 1,1^2 8760 \cdot 10^3 = 1\,388\,238,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где 1,1 – принятый коэффициент формы графика нагрузки.

## 2.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По своей физической сущности с точки зрения производства, передачи и потребления потери электроэнергии ничем не отличаются от энергии, полезно отпущенной потребителям. Потери электроэнергии оказывают существенное отрицательное влияние на технико-экономические показатели сети, так как их стоимость включается и в приведенные затраты, и в годовые эксплуатационные расходы.

Однако любое техническое мероприятие, направленное на снижение потерь, также требует затрат, и поэтому речь должна идти не о всемерном их снижении, а о достижении *оптимального уровня потерь*. То есть увеличение стоимости сети почти всегда приводит к снижению потерь, и, наоборот, в случае меньших капиталовложений потери растут. Проектирование сетей ведется обычно таким образом, чтобы обеспечить *оптимальное соотношение между затратами на сеть и потерями электроэнергии*.

Все мероприятия по снижению потерь можно разбить на две группы: организационные и технические.

*Организационные мероприятия* не требуют существенных дополнительных затрат труда, материалов или денежных средств:

- повышение уровня напряжения путем его регулирования существующими средствами;
- сокращение сроков и повышение качества ремонта оборудования энергосистем;
- отключение на предприятиях в ночное время и праздничные дни большинства силовых трансформаторов;
- выравнивание годовых и суточных графиков нагрузок при том же электропотреблении и др.

*На технические мероприятия* требуются, как правило, существенные дополнительные затраты. Их перечень нетрудно составить исходя из основной формулы (2.4) для расчета потерь. Сводятся эти мероприятия к следующему:

- перевод сети на более высокое номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$ ;
- применение проводов большей площади сечения (снижение сопротивления  $R$ );
- замена перегруженных трансформаторов (также снижение сопротивления  $R$ );
- установка компенсирующих устройств – так называемая компенсация реактивной мощности.

Целесообразность технических мероприятий по снижению потерь должна обосновываться соответствующими экономическими расчетами.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое нагрузочные потери?
2. Какие существуют методы расчета годовых потерь электроэнергии?
3. Физический смысл числа часов использования максимума электрических нагрузок ( $T_m$ ).
4. Физический смысл времени потерь.
5. Как определить потери мощности в линии?
6. Как определить потери электроэнергии в линии?
7. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии.

### 3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ

#### 3.1. ПОТЕРИ И ПАДЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛИНИЯХ С СИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ

Режимы работы электрических станций и сетей, а также их нагрузок постоянно меняются, что ведет к изменению напряжения у приемников электроэнергии относительно номинального значения. Плавные длительные изменения называют *отклонениями напряжения*, а кратковременные резкие изменения со скоростью более 1 % в секунду – его *колебаниями*. Эти величины определяют как алгебраическую разность между напряжением на зажимах электроприемника в данный момент и его номинальным напряжением:

$$\Delta U = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} 100\%.$$

Приемники электроэнергии работают с наилучшими техническими и экономическими показателями при номинальном напряжении; качество их работы ухудшается при отклонениях напряжения от номинального значения.

Для обеспечения нормальных условий работы электроприемников отклонения напряжения на их зажимах не должны превышать допустимых значений, соответствующих ГОСТ 13109-97 и ГОСТ Р 54149-2010.

В электрических расчетах распределительных сетей напряжением до 35 кВ могут быть допущены некоторые упрощения, не оказывающие существенного влияния на точность расчетов. Емкостную, а также активную проводимости линии можно принять равными нулю. Следовательно, можно считать, что схемы замещения линий распределительных сетей состоят из последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений. Емкость необходимо учитывать лишь в протяженных кабельных сетях с напряжением 6 кВ и выше, а также в воздушных линиях 110 кВ и выше.

Определяя ток нагрузки, предполагают, что напряжение в точке ее присоединения имеет номинальное значение. Это означает, что в

расчетах распределительных сетей значение нагрузок потребителей считают не зависящим от режима напряжения, и потому нет принципиальной разницы между расчетами сети с нагрузками, заданными в токах или в мощностях.

В расчетах по определению мощности, передаваемой по участку распределительной сети, можно не учитывать потери в трансформаторах потребителей и в самой сети. Передаваемая мощность равна сумме нагрузок потребителей, питаемых по рассматриваемому участку.

На рис. 3.1, а представлена схема замещения трехфазной линии, питающей симметричную нагрузку  $P_2$  с коэффициентом мощности  $\cos \varphi_2$  и напряжением  $U_2$ . Как известно, при симметричной нагрузке достаточно рассмотреть только одну фазу линии, так как в остальных токи и напряжения имеют те же значения, но со сдвигом на  $120^\circ$ . Ток в фазе линии

$$I = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_2 \cos \varphi_2} = \frac{P_{2\phi}}{U_{2\phi} \cos \varphi_2}.$$

Напряжение  $U_{1\phi}$  и коэффициент мощности  $\cos \varphi_1$  в начале линии можно найти, построив векторную диаграмму (рис. 3.1, б).

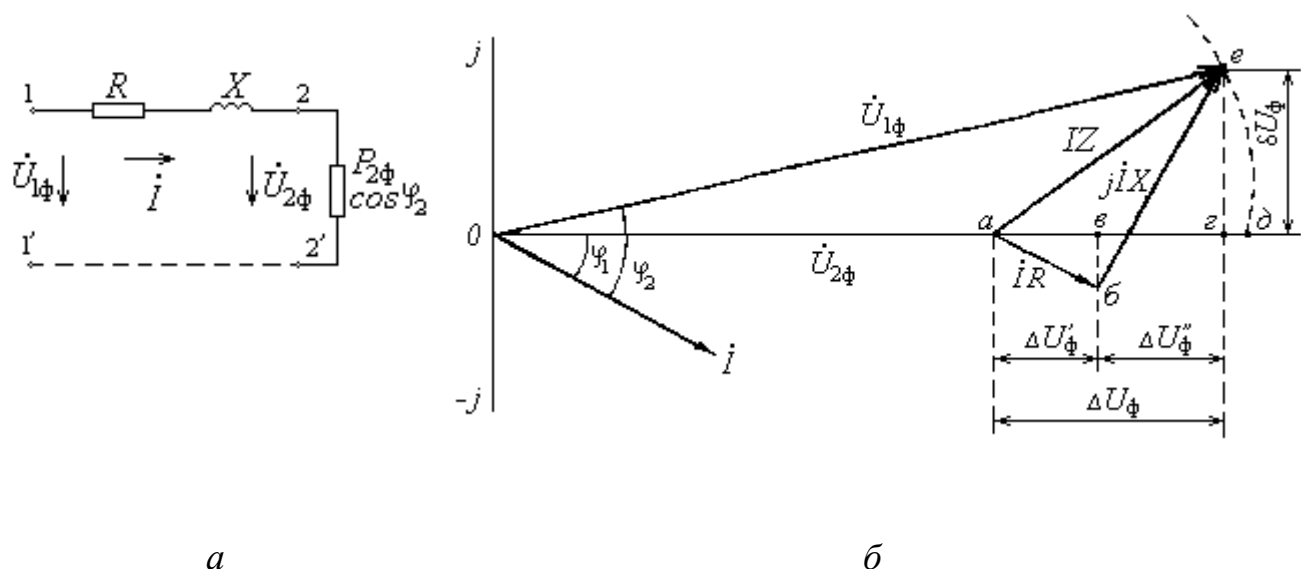


Рис. 3.1. Схема замещения (а) и векторная диаграмма (б) фазы линии распределительной сети

Геометрическую разность векторов фазных напряжений  $U_{1\phi}$  и  $U_{2\phi}$  в начале и в конце линии (отрезок  $ae$ ) называют *вектором падения напряжения в линии*. Для нормальной работы электроприемников важно абсолютное значение напряжения или алгебраическая разность (на диаграмме  $ad=U_{\phi 1} - U_{\phi 2}$ ), которую называют *потерей напряжения*.

Для упрощения расчетов за потерю напряжения принимают не отрезок  $ad$ , а отрезок  $ag$ , являющийся проекцией вектора падения напряжения  $IZ$  на направление вектора напряжения в конце линии  $U_{\phi 2}$ . Ошибка при указанном допущении не превосходит 2-3 %. Тогда вектор падения напряжения в линии

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi} = I(R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2) + jI(X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2).$$

*Продольная составляющая падения напряжения* в линии, направленная вдоль вектора напряжения  $U_{2\phi}$ :

$$\Delta U_{\phi} = I(R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2). \quad (3.1)$$

*Поперечная составляющая падения напряжения* в линии, направленная перпендикулярно к вектору напряжения  $U_{2\phi}$ :

$$\delta U_{\phi} = I(X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2). \quad (3.2)$$

Зная эти величины, можно определить напряжение в начале линии:

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi}.$$

Модуль этого напряжения

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}.$$

При выполнении электрических расчетов удобнее применять линейные напряжения и трехфазные мощности вместо фазных. Для того чтобы перейти к этим величинам, равенства (3.1) и (3.2) умножаются на  $\sqrt{3}$ :

$$U_1 - U_2 = \Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2); \quad (3.3)$$

$$\delta U_{\phi} = \sqrt{3}I(X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2). \quad (3.4)$$

Если заменить  $I \cos \varphi = \dots$   $\varphi = \dots$ , то получим формулы для определения продольной и поперечной составляющих падения напряжения:

$$\Delta = + \dots \quad (3.5)$$

$$\delta = - \dots \quad (3.6)$$

Как принято в расчетах распределительных сетей, напряжение в месте присоединения нагрузки принимают равным номинальному, а потери активной и реактивной мощности в линии при вычислении потери напряжения не учитывают. Поэтому величины  $P$  и  $Q$  в формулах (3.5) и (3.6) указаны без индексов. Как видно из формул (3.3) и (3.5), потеря напряжения в линии имеет две составляющие:

$$\Delta = \Delta + \Delta$$

Первая величина обусловлена передачей активной мощности:

$$\Delta = \varphi = \dots \quad (3.7)$$

вторая – передачей реактивной мощности:

$$\Delta = \varphi = \dots \quad (3.8)$$

Таким образом, при активных нагрузках потеря напряжения в линии определяется только ее активным сопротивлением  $R$ . Индуктивное сопротивление  $X$  определяет лишь поперечную составляющую. Потеря напряжения в индуктивном сопротивлении линии происходит только при передаче реактивной мощности. В кабельных сетях, где индуктивное сопротивление невелико, потеря напряжения почти не зависит от значения передаваемой реактивной мощности.

### 3.2. СЕТЬ, ПИТАЮЩАЯ НЕСКОЛЬКО СИММЕТРИЧНЫХ НАГРУЗОК

Потери и падения напряжения до различных точек сети определяются суммированием их последовательно для каждого участка с учетом нагрузок. На рис. 3.2 приведена разветвленная сеть, где  $p_k$  и  $q_k$  – активные и реактивные мощности нагрузок потребителей соответственно, а  $P_k$  и  $Q_k$  – мощности в участках сети:

$$\begin{aligned}
 P_4 + \dots &= \dots + \dots + \dots = \dots + \dots + \dots \\
 P_3 + \dots &= \dots + \dots + \dots + \dots + \dots \\
 P_1 + \dots &= \dots + \dots + \dots
 \end{aligned}$$

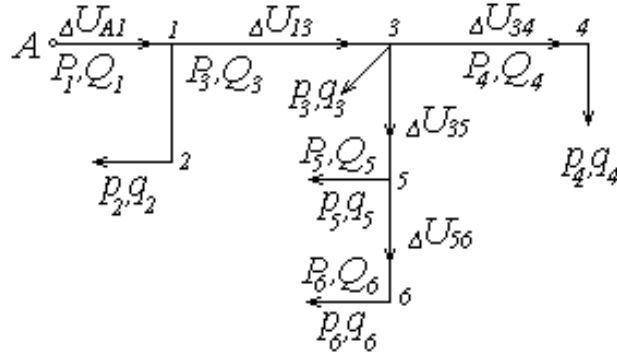


Рис. 3.2. Схема разветвленной сети

Потеря напряжения до наиболее удаленной точки 4 определяется с помощью формулы (3.5) как сумма потерь напряжений на участках от источника питания до рассматриваемой точки:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{A4} &= \Delta U_{A1} + \Delta U_{13} + \Delta U_{34} = \frac{\sum_{1,2,3} (P_k R_k + Q_k X_k)}{U_H} = \\
 &= \sqrt{3} \sum_{1,2,3} I_k (R_k \cos \varphi_k + X_k \sin \varphi_k),
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

а поперечная составляющая

$$\begin{aligned}
 \delta U_{A4} &= \delta U_{A1} + \delta U_{13} + \delta U_{34} = \frac{\sum_{1,2,3} (P_k X_k - Q_k R_k)}{U_H} = \\
 &= \sqrt{3} \sum_{1,2,3} I_k (X_k \cos \varphi_k - R_k \sin \varphi_k),
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

где  $I_k, \varphi_k$  – модуль и фаза тока на рассматриваемом участке сети;

$R_k, X_k$  – активное и индуктивное сопротивления участков сети.

$$I_k = \frac{\sqrt{P_k^2 + Q_k^2}}{\sqrt{3} U_H}; \quad \varphi_k = \arctg \frac{Q_k}{P_k}. \tag{3.11}$$

Если исходить из мощностей активных и реактивных нагрузок потребителей  $p_k$  и  $q_k$ , то потери напряжения можно получить по формулам:

$$\Delta U_{kA} = \sum (p_k R_{kA} + q_k X_{kA}) / U_H; \quad (3.12)$$

$$\delta U_{kA} = \sum (p_k X_{kA} - q_k R_{kA}) / U_H, \quad (3.13)$$

где  $R_{kA}$ ,  $X_{kA}$  – суммы активных и реактивных сопротивлений участков сети от  $k$ -той нагрузки до источника питания

Формулы (3.9)-(3.13) позволяют вычислить и потерю напряжения в магистрали (рис. 3.3).

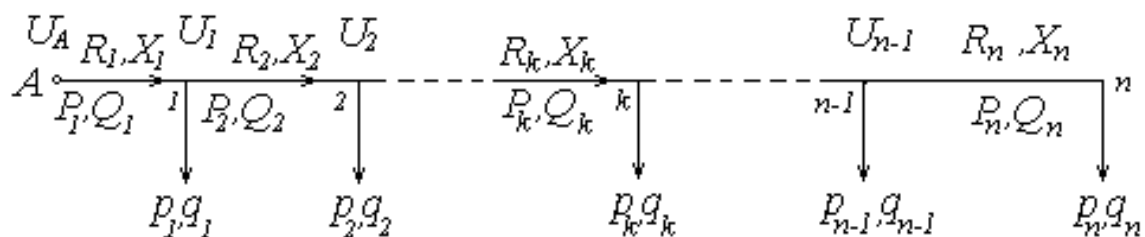


Рис. 3.3. Магистраль, питающая несколько нагрузок

В частном случае, когда магистраль однородна и на всем протяжении имеет одинаковую площадь сечения, формулу (3.12) можно записать в виде

$$\Delta U = \left( R_0 \sum_{k=1}^n p_k L_k + X_0 \sum_{k=1}^n q_k L_k \right) / U_H, \quad (3.14)$$

где  $R_0$ ,  $X_0$  – удельные активные и реактивные сопротивления, Ом/км;  
 $L_k$  – длина участка от пункта питания до узла подключения

В последнем случае потеря напряжения в линии определяется значением «момента» нагрузки ( $pL$ ,  $qL$ ), т.е. произведением ее мощности на расстояние от пункта питания.

Таким образом, если потери напряжения вычисляются исходя из мощностей на участках линии  $P_k$  и  $Q_k$ , в формулу (3.10) необходимо подставлять сопротивления этих же участков  $R_k$ ,  $X_k$ . Если же расчет выполняется исходя из активных и реактивных нагрузок потребителей и  $p_k$  и  $q_k$ , то в соответствии с формулой (3.12) следует применять сопротивления линии  $R_{kA}$ ,  $X_{kA}$  от ее начала до точки присоединения рассматриваемой нагрузки.

В ряде случаев индуктивное сопротивление проводов можно не учитывать ( $R_0 \gg X_0$ ), и расчет сетей значительно упрощается.

Потеря напряжения в линии с активной равномерно распределенной нагрузкой (рис. 3.4, а)

$$\Delta U = \int_0^L d(\Delta U) = \frac{R_0 p_0}{U_H} \int_0^L l dl = \frac{p_0 L R_0 L / 2}{U_H}, \quad (3.15)$$

где  $p_0$  – мощность нагрузки, приходящейся на единицу ее длины.

Отсюда следует, что при вычислении потери напряжения нагрузка, равномерно распределенная по всей длине линии, может быть заменена сосредоточенной, приложенной в ее середине.

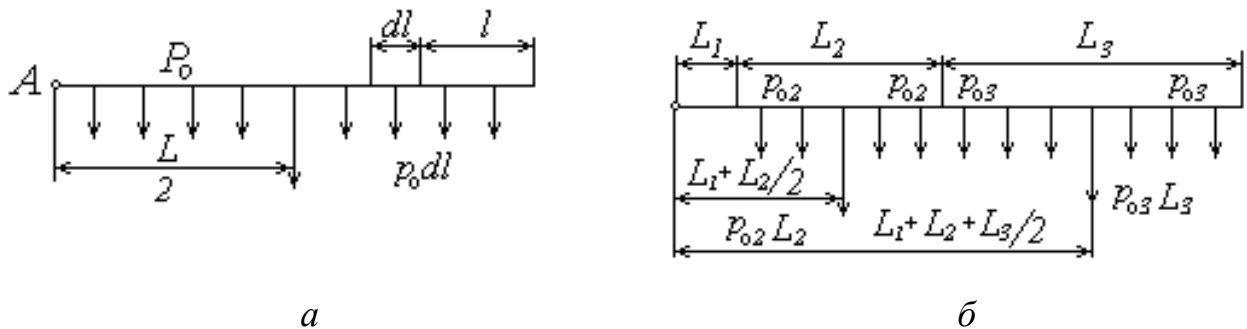


Рис. 3.4. Линия с равномерно распределенной одинаковой (а) и неодинаковой (б) нагрузками на отдельный ее участок

Таким образом, потеря напряжения в линии при равномерно распределенной по длине нагрузке в 2 раза меньше, чем в случае, если вся эта нагрузка сосредоточена в конце линии.

Если отдельные участки линии с равномерно распределенной нагрузкой нагружены неодинаково (рис. 3.4, б). Тогда для каждого участка необходимо подобрать соответствующую сосредоточенную нагрузку. При этом можно сумму моментов заменить моментом одной нагрузки с длиной линии, равной приведенной длине. Так, например, если на участках линии длиной  $l_1, l_2, l_3$  нагрузки соответственно равны  $P_1, P_2, P_3$ , то

$$P_1 l_1 + P_2 l_2 + P_3 l_3 = (P_1 + P_2 + P_3) l_{\text{прив}},$$

откуда

$$l_{\text{прив}} = \frac{P_1 l_1 + P_2 l_2 + P_3 l_3}{(P_1 + P_2 + P_3)}. \quad (3.16)$$

При подсчете потери напряжения в линии с реактивной составляющей нагрузки ее можно заменить соответствующей сосредоточенной по тем же правилам, что и для активной нагрузки.

**Пример 3.1.** Определить наибольшие потери напряжения и потери мощности в разветвленной воздушной трехфазной сети напряжением 10 кВ, предварительно выбрав сечение алюминиевых проводов ( $D_{cp}=1$  м). На схеме (рис. 3.5) указаны нагрузки в киловаттах и киловоарах, длины участков сети в метрах,  $T_M=3500$  часов.

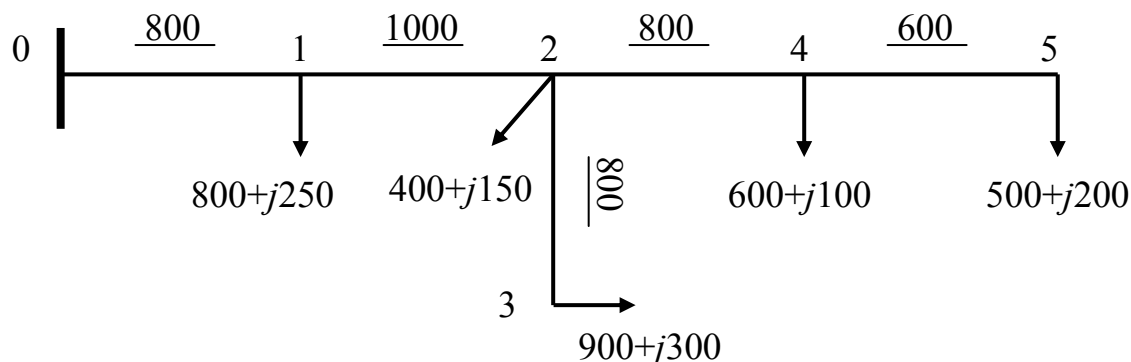


Рис. 3.5. Схема сети к примеру 3.1

*Решение.* Мощности нагрузок на каждом участке определяется по первому закону Кирхгофа, начиная с конечного участка без учета потерь в сети. Ток рассчитывается по формуле (3.11):

участок 4 – 5:  $\dot{S}_{45} = \dot{S}_5 = 500 + j200$  кВА,

$$I_{45} = \frac{\sqrt{(P_k^2 + Q_k^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{(500^2 + 200^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,13 \text{ А};$$

участок 2 – 4:  $\dot{S}_{24} = \dot{S}_5 + \dot{S}_4 = 500 + j200 + 600 + j100 = 1100 + j300$  кВА,

$$I_{24} = \frac{\sqrt{(1100^2 + 300^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 65,83 \text{ А};$$

участок 2 – 3:  $\dot{S}_{23} = \dot{S}_3 = 900 + j300$  кВА,

$$I_{23} = \frac{\sqrt{(900^2 + 300^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,77 \text{ А};$$

участок 1 – 2:  $\dot{S}_{12} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_{24} = 400 + j150 + 900 + j300 + 1100 + j300 = 2400 + j750$  кВА,

$$I_{12} = \frac{\sqrt{(2400^2 + 750^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 145,18 \text{ А};$$

участок 0 – 1:  $\dot{S}_{01} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_1 = 2400 + j750 + 800 + j250 = 3200 + j1000$  кВА,

$$I_{01} = \frac{\sqrt{(3200^2 + 1000^2)}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 193,57 \text{ А}.$$

Выбор сечения проводов осуществляется по экономической плотности тока. По табл. П2 и времени использования максимума нагрузки определяется

экономическая плотность тока  $j_3=1,1 \text{ А/мм}^2$ , тогда сечение на участке 4 – 5 составляет

$$F_{45} = \frac{I_{45}}{j_3} = \frac{31,13}{1,1} = 28,3 \text{ мм}^2,$$

остальные сечения вычисляются аналогично  $F_{24}=59,85 \text{ мм}^2$ ,  $F_{23}=50 \text{ мм}^2$ ,  $F_{12}=132 \text{ мм}^2$ ,  $F_{01}=176 \text{ мм}^2$ .

По ПУЭ (п. 1.3.25) сечение, полученное в результате расчета по экономической плотности тока, округляется до ближайшего стандартного сечения. Выбор экономических сечений проводов воздушных линий, имеющих промежуточные отборы мощности, следует производить для каждого из участков, исходя из соответствующих расчетных токов участков. При этом для соседних участков допускается принимать одинаковое сечение провода, соответствующее экономическому для наиболее протяженного участка, если разница между значениями экономического сечения для этих участков находится в пределах одной ступени по шкале стандартных сечений. Сечения проводов на ответвлениях длиной до 1 км принимаются такими же, как на ВЛ, от которой производится ответвление [5, п. 1.3.31]. На основании вышесказанного выбираем провода:

- участки 4 – 5, 2 – 4, 2 – 3 А-50;
- участок 1 – 2, 0 – 1 А-120;
- участок 0 – 1 А-185.

С учетом мощностей, протекающих по участкам, и выбранных сечений расчетная схема будет иметь вид на рис. 3.6.

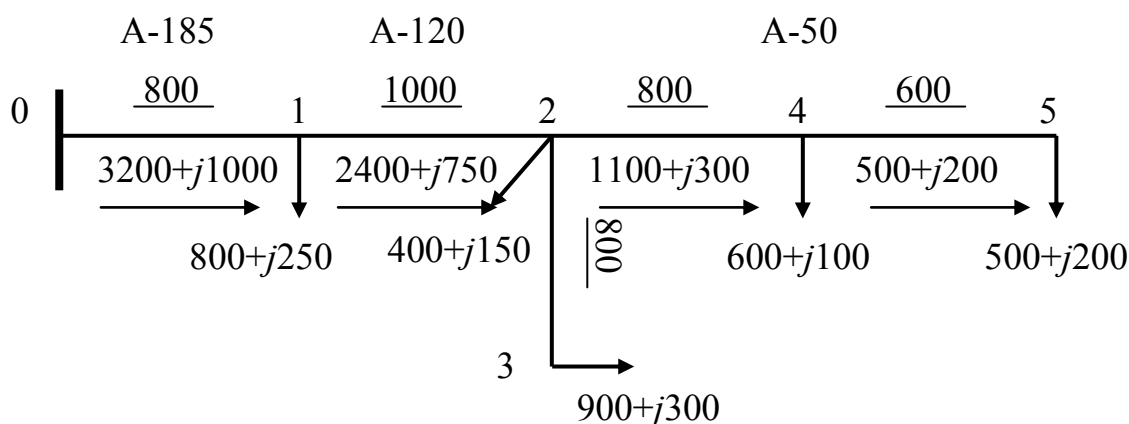


Рис. 3.6. Расчетная схема сети к примеру 3.1

По табл. ПЗ и П5 погонные сопротивления проводов равны А-50 –  $Z_0=R_0+jX_0=0,64+j0,355 \text{ Ом/км}$ ; А-120 –  $0,27+j0,324 \text{ Ом/км}$ ; А-185 –  $0,17+j0,313 \text{ Ом/км}$ .

Потери напряжений на участках определяются по формуле (3.12). На

участке 2 – 5

$$\Delta U_{25}=(500 \cdot 0,64 \cdot 0,6+200 \cdot 0,355 \cdot 0,6+1100 \cdot 0,64 \cdot 0,8+300 \cdot 0,355 \cdot 0,8) / 10=88,3 \text{ В};$$

на участке 2 – 3

$$\Delta U_{23}=(900 \cdot 0,64 \cdot 0,8+300 \cdot 0,355 \cdot 0,8) / 10=54,6 \text{ В};$$

на участке 0 – 2

$$\Delta U_{02}=(3200 \cdot 0,17 \cdot 0,8+1000 \cdot 0,313 \cdot 0,8+2400 \cdot 0,27 \cdot 1+750 \cdot 0,324 \cdot 1) / 10=157,66 \text{ В}.$$

Наибольшие потери напряжения получают на участке 0 – 2 – 5

$$\Delta U_{\text{нб}}=157,66+88,3=245,96 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{нб}\%} = \frac{245,96}{10 \cdot 10^3} 100\% \approx 2,5\% .$$

Потери активной мощности определяются по формуле (2.5):

$$\Delta P=\{[(3,2^2+1^2) \cdot 0,8 \cdot 0,17+(2,4^2+0,75^2) \cdot 1 \cdot 0,27+((0,9^2+0,3^2) \cdot 0,8+ \\ +(1,1^2+0,3^2) \cdot 0,8+(0,5^2+0,2^2) \cdot 0,6) \cdot 0,64] \cdot 10^3\} / 10^2=44,73 \text{ кВт}$$

или

$$\Delta P_{\%} = \frac{44,73}{3200} 100\% \approx 1,4\% ,$$

что является приемлемым.

Потери реактивной мощности рассчитываются по формуле (2.6):

$$\Delta Q=\{[(3,2^2+1^2) \cdot 0,8 \cdot 0,313+(2,4^2+0,75^2) \cdot 1 \cdot 0,324+((0,9^2+0,3^2) \cdot 0,8+ \\ +(1,1^2+0,3^2) \cdot 0,8+(0,5^2+0,2^2) \cdot 0,6) \cdot 0,355] \cdot 10^3\} / 10^2=55,5 \text{ кВт}$$

или

$$\Delta Q_{\%} = \frac{55,5}{1000} 100\% \approx 5,55\% .$$

### 3.3. МЕТОДИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ

По сравнению с распределительными сетями в питающих сетях имеются несколько большие потери напряжения, а следовательно, и большие отклонения от номинального напряжения и различия по фазе между напряжениями в отдельных пунктах. Поэтому для питающих сетей определение токов нагрузок по номинальному напряжению может приводить к существенным ошибкам. В ряде случаев для питающих сетей напряжением 220 кВ и выше необходимо учитывать поперечную составляющую падения напряжения. В связи с этим методы расчета распределительных сетей в случае питающих сетей могут

быть использованы только для приближенных оценочных расчетов.

Обычно для питающих сетей заданными являются напряжение источника питания и полные мощности нагрузок или активные мощности и значения коэффициента мощности  $\cos\varphi$  или коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi$  нагрузок. Поэтому необходимо знать значения полных мощностей у источника питания. Они складываются из суммарной мощности нагрузок и потерь мощности в сети. Определение потерь мощности целесообразно начинать с наиболее удаленных участков сети. В начале расчетов напряжения в узлах сети неизвестны, схема замещения сети, таким образом, оказывается нелинейной и расчеты режимов усложняются. Для относительно небольших участков питающих сетей напряжением 110-220 кВ, рассчитываемых вручную, обычно используют приближенные методы расчетов. Точность получаемых результатов в большинстве практических случаев оказывается вполне достаточной [4].

Ввиду симметрии нагрузки расчет выполняют лишь для одной фазы линии передачи (рис. 3.7, а). Ввиду отсутствия короны и малого тока утечки по изоляторам активную проводимость  $G$  принимают равной нулю.

### ***Этапы электрического расчета***

*1. Приведение нагрузок районных подстанций к шинам высшего напряжения.* Нагрузка сети в точке присоединения районной подстанции состоит из активных и реактивных нагрузок потребителей, а также из потерь в местной распределительной сети и в трансформаторах районной подстанции. Вычисления выполняются для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок.

Потери мощности в трансформаторах районной подстанции определяют по формулам, которые даны в гл. 2.

*2. Нахождение предварительного распределения мощностей в сети в режимах наибольших нагрузок* (без учета потерь мощности в линиях). Для того чтобы определить площадь сечения линий на отдельных участках сети, необходимо знать наибольшее значение тока. Наибольшая мощность, передаваемая по участку сети, представляет

собой сумму наибольших нагрузок, питаемых через рассматриваемый участок. При этом активные и реактивные мощности нагрузок суммируются независимо друг от друга.

На рассматриваемом этапе расчета не учитывают потери в линиях питающей сети. Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях линий при максимальных нагрузках почти полностью компенсируются зарядной мощностью емкости линии. Активные потери зависят от того, какова площадь сечения проводов, и на этом этапе расчета неизвестны. Они невелики и не могут оказать заметного влияния на значение наибольшей мощности, передаваемой по рассматриваемому участку сети. Поэтому площадь сечения проводов выбирают, не учитывая потери мощности в сети.

*3. Определение площади сечения проводов линии.* В сетях напряжением 110 кВ и выше применяют провода с большой площадью сечения. Поэтому активные сопротивления обычно меньше индуктивных. Как известно, индуктивное сопротивление незначительно меняется с изменением площади сечения проводов. Следовательно, увеличение площади сечения проводов мало влияет на потерю напряжения.

В то же время ввиду большой протяженности высоковольтных линий увеличение площади сечения проводов привело бы к значительному перерасходу цветного металла. Поэтому в питающих сетях площадь сечения линий передачи определяют по экономической плотности тока.

*4. Расчетные нагрузки и схема замещения питающей сети.* После того как определена площадь сечения проводов линий передачи на всех участках питающей сети, можно перейти к вычислению расчетных нагрузок.

Как указывалось, при расчете линий напряжением 110 и 220 кВ применяют П-образные схемы замещения. Расчетную нагрузку схемы замещения питающей сети в точке присоединения подстанции находят как сумму активных и реактивных нагрузок этой подстанции с учетом потерь мощности в трансформаторах и половины зарядной

мощности линий, присоединенных к ее сборным шинам.

Ввиду того, что действительные значения напряжений на концах линий на этом этапе расчета неизвестны, принимают их равными номинальному.

Так как емкость линии учтена в составе расчетных нагрузок, схема замещения сети (рис. 3.7, б) будет содержать лишь активные и индуктивные сопротивления проводов, определяемые с учетом их площади сечения и числа цепей на рассматриваемых участках.

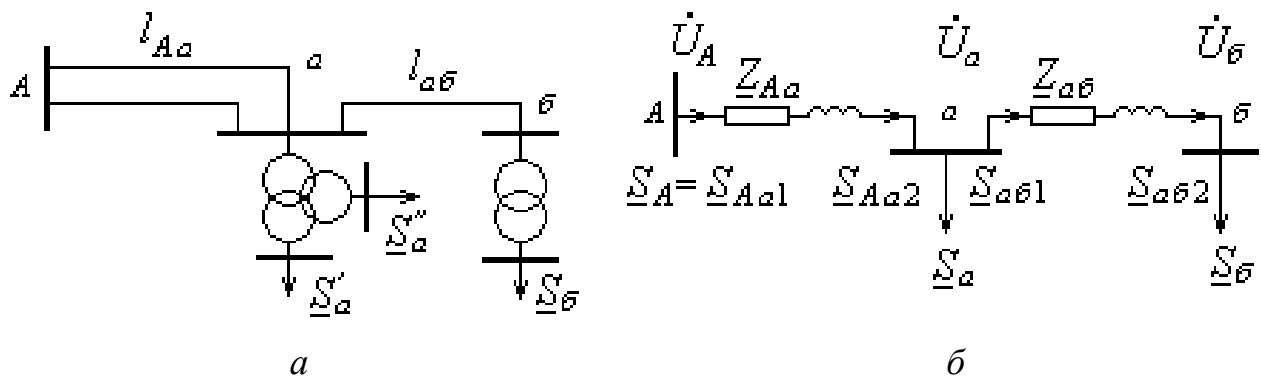


Рис. 3.7. Схема питающей сети (а) и схема ее замещения (б)

**Расчет питающей сети.** Необходимо определить напряжения в точках присоединения нагрузок, в пункте питания и вычислить мощность, отдаваемую источником в сеть. При расчете следует различать задачи двух типов.

**Задача I типа.** Известно напряжение  $\dot{U}_б$  на шинах наиболее удаленной подстанции б (рис. 3.7, а).

Учитывая, что активная и реактивная мощности в конце последнего участка сети равны расчетным нагрузкам питаемой подстанции (точка б на рис. 3.7, а), имеем  $\underline{S}_{аб2} = \underline{S}_б$ .

Падение напряжения на рассматриваемом участке линии аб (в пересчете на линейное напряжение)

$$\Delta \dot{U}_{аб} = \sqrt{3} \dot{i}_{аб} \dot{Z}_{аб} = \frac{\sqrt{3} \dot{i}_{аб} \dot{Z}_{аб} \underline{U}_б}{\underline{U}_б} = \frac{S_{аб}}{\underline{U}_б} \dot{Z}_{аб}. \quad (3.17)$$

Напряжение в точке а и потеря мощности на этом участке:

$$\dot{U}_a = \dot{U}_\delta + \frac{S_{a\delta 2}}{\underline{U}_\delta} \dot{Z}_{a\delta}; \quad (3.18)$$

$$\Delta \dot{S}_{a\delta} = \frac{S_{a\delta 2}^2}{U_\delta^2} \dot{Z}_{a\delta}. \quad (3.19)$$

Мощность в начале второго участка

$$\dot{S}_{a\delta 1} = \dot{S}_{a\delta 2} + \Delta \dot{S}_{a\delta}. \quad (3.20)$$

Мощность в конце первого участка

$$\dot{S}_{A\delta 2} = \dot{S}_{a\delta 1} + \dot{S}_a. \quad (3.21)$$

Напряжение в пункте питания и потеря мощности на первом участке:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_a + \frac{S_{Aa 2}}{\underline{U}_a} \dot{Z}_{Aa}, \quad \Delta \dot{S}_{Aa} = \frac{S_{Aa 2}^2}{U_a^2} \dot{Z}_{Aa}.$$

Мощность, отдаваемая в сеть из пункта питания:

$$\dot{S}_A = \dot{S}_{Aa 2} + \Delta \dot{S}_{Aa}.$$

*Задача II типа.* Известно напряжение в пункте питания  $\dot{U}_A$ . Необходимо найти его в остальных точках и мощность, отдаваемую источником питания в сеть.

Падение напряжения в сети станет известным, если предварительно определить мощности, передаваемые по участкам сети; причем следует учесть и ту мощность, которая требуется для покрытия потерь в сети.

Этот расчет выполняют по этапам. Вначале определяют распределение мощностей, обусловленное лишь расчетными нагрузками сети, т.е. не учитывая потерь мощности в ней. Затем приближенно определяют потери мощности в активных и индуктивных сопротивлениях проводов линий передачи и уточняют значения передаваемых мощностей. Далее вычисляются напряжения в остальных точках сети и уточняют потери мощности.

По отдельным участкам сети (рис. 3.7) передаются обусловленные расчетными нагрузками мощности:

$$\dot{S}_{a\delta} = \dot{S}_\delta; \quad \dot{S}_{Aa} = \dot{S}_a + \dot{S}_\delta.$$

Потери мощности в сети:

$$\Delta \dot{S}_{a\bar{b}} = \frac{S_{a\bar{b}}^2}{U_H^2} \dot{Z}_{a\bar{b}}; \quad \Delta \dot{S}_{Aa} = \frac{S_{Aa}^2}{U_H^2} \dot{Z}_{Aa}.$$

Мощности в начале участка сети с учетом потерь:

$$\dot{S}_{a\bar{b}1} = \dot{S}_{a\bar{b}} + \Delta \dot{S}_{a\bar{b}}; \quad \dot{S}_{Aa1} = \dot{S}_{a\bar{b}} + \Delta \dot{S}_{a\bar{b}} + \Delta \dot{S}_{Aa}.$$

Напряжение в точках  $a$  и  $\bar{b}$ :

$$\dot{U}_a = \dot{U}_A + \frac{S_{Aa1}}{U_A} \dot{Z}_{Aa}; \quad \dot{U}_{\bar{b}} = \dot{U}_a + \frac{S_{a\bar{b}1}}{U_a} \dot{Z}_{a\bar{b}}.$$

Таким образом, задача решена.

Для разветвленной питающей сети, приведенной на рис. 3.8, если известно напряжение у одной из удаленных нагрузок, например в точке  $\bar{b}$ , расчет ведется в следующей последовательности:

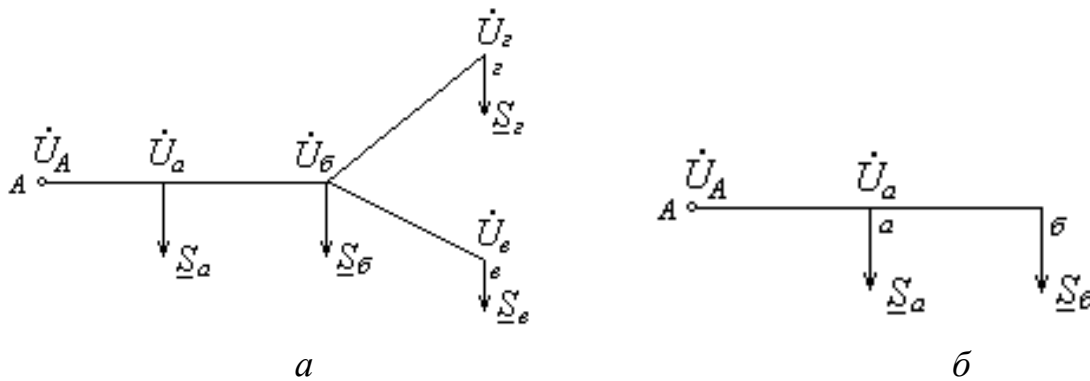


Рис. 3.8. Расчетная схема питающей сети (а) и ее головных участков (б)

На первом этапе расчета задачу следует отнести к I типу и по известному напряжению  $\dot{U}_b$ , и расчетной нагрузке  $\dot{S}_b$  определить напряжение  $\dot{U}_a$ , а также потерю мощности  $\Delta \dot{S}_{ab}$ . Затем следует рассмотреть ответвление  $bz$ . Этот этап расчета представляет собой задачу II типа, так как точка  $b$  является пунктом питания для нагрузки в точке  $z$ . После того как будет определена потеря мощности  $\Delta \dot{S}_{bz}$  на участке  $bz$ , необходимо подсчитать суммарную мощность, вытекающую из узла  $b$ , с учетом расчетной нагрузки в этом же пункте:

$$\dot{S}_{b\Sigma} = \dot{S}_b + \dot{S}_z + \Delta \dot{S}_{ab} + \Delta \dot{S}_{bz}.$$

Далее рассчитывается неразветвленная сеть с известным напряжением  $\dot{U}_b$  в конце сети (задача I типа) и с известными расчетными нагрузками (рис. 3.8, б).

Электрический расчет обычно выполняют для двух режимов нормальной работы: при наибольших и наименьших нагрузках. Необходимо также определить напряжения на вторичных шинах районных подстанций, с тем чтобы проверить условия питания нагрузок распределительных сетей. В этих расчетах учитывают коэффициенты трансформации трансформаторов районной подстанции.

Должны быть проверены также и аварийные режимы: отключение одной из цепей линии передачи на любом участке питающей сети, одного из трансформаторов районной подстанции или повышающей подстанции любой из электрических станций энергетической системы. Аварийное отключение может привести к значительному понижению или повышению напряжения у нагрузок.

Послеаварийное снижение напряжения у нагрузок в радиально питаемых разомкнутых сетях может быть обусловлено отключением одной из параллельных цепей линии (например, на участке  $Aa$  в схеме рис. 3.8) или одного из параллельно работающих трансформаторов районной подстанции, питающей рассматриваемые нагрузки. Послеаварийное повышение напряжения может возникнуть, если авария произошла на участке сети, где линия имеет лишь одну цепь (например, участок  $b\beta$  на рис. 3.8). Отключение этого участка приведет к выпаданию части нагрузок сети и к подъему напряжения у остальных.

Уровень напряжения может быть восстановлен, если в пункте питания или у рассматриваемой районной подстанции трансформаторы имеют устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Поэтому послеаварийные режимы наравне с режимами нормальной работы сети определяют необходимость применения этих устройств.

**Пример 3.2.** Определить площадь сечения проводов линий и расчетные нагрузки в точках присоединения подстанций  $a$  и  $b$  питающей сети напряжением 110 кВ (рис. 3.9), а также напряжение на шинах высшего напряжения подстанций, если в пункте питания  $A$  поддерживается напряжение 120 кВ. Провода линий расположены в горизонтальной плоскости и подвешены на разных опорах; расстояние между проводами одной цепи  $D = 4$  м. Наибольшие значения нагру-

зок указаны на рис. 3.9. Продолжительность использования максимума нагрузки  $T_m=5000$  ч. Технические характеристики: двухобмоточного трансформатора 115/6,6 кВ мощностью 16 МВА (подстанция а)  $P_o = \Delta P_{ct} = 21$  кВт;  $\Delta P_k = \Delta P_{m.ном} = 85$  кВт;  $I_o = 0,85$  %;  $u_k = 10,5$  %; трехобмоточного трансформатора 115/38,5/11 кВ мощностью 16 МВА (подстанция б)  $P_o = 26$  кВт;  $\Delta P_k = 96$  кВт;  $I_o = 1,1$  %;  $u_k = 10,5/17/6$  % согласно табл. П14, 15.

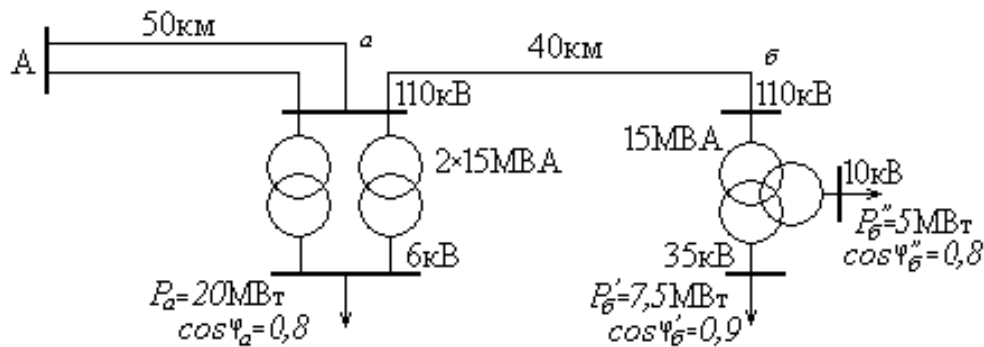


Рис. 3.9. Схема сети к примеру 3.2

*Решение.* 1. Определяются площади сечения проводов и расчетные мощности присоединенных подстанций. Площадь сечения проводов линий передачи определяется исходя из экономической плотности тока (см. табл. П5)  $j_{зк}=1$  А/мм<sup>2</sup>. Максимальный ток на втором участке без учета потери мощности в трансформаторах и линиях

$$I_{аб \max} = \frac{S_{аб \max}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{\sqrt{(7,5+5)^2 + (7,5 \cdot 0,48 + 5 \cdot 0,75)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 75 \text{ А,}$$

где 0,48 и 0,75 – соответствующие нагрузкам tgφ.

Экономическая площадь сечения проводов

$$F_{аб \text{ эк}} = \frac{I_{аб \max}}{j_{зк}} = \frac{75}{1} = 75 \text{ мм}^2.$$

Ближайшая стандартная площадь сечения провода АС составляет 70 мм<sup>2</sup>,  $R_0=0,4218$  Ом/км,  $X_0=0,425$  Ом/км (по табл. П1). На первом участке ток

$$I_{Аа \max} = \frac{S_{Аа \max}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{\sqrt{(20+7,5+5)^2 + (7,5 \cdot 0,48 + (20+5) \cdot 0,75)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 207 \text{ А.}$$

Экономическая площадь сечения

$F_{Аа \text{ эк}} = \frac{207}{1 \cdot 2} = 103,5$  мм<sup>2</sup>. Ближайшее стандартное значение АС-95,  $R_0=0,3$  Ом/км,  $X_0=0,414$  Ом/км.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах подстанции а определяются по формулам (2.11), (2.12), предварительно найдя коэффициент

загрузки трансформаторов

$$\beta = \frac{20}{2 \cdot 0,8 \cdot 16} = 0,78;$$

$$\Delta P_{\text{тp a}} = 2(19 + 0,78^2 \cdot 85) = 142 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тp a}} = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,7 + 10,5 \cdot 0,78^2) = 2275 \text{ кВар}.$$

Для трансформатора подстанции б коэффициенты загрузки обмоток

$$\beta_{\delta 1} = \frac{\sqrt{(7,5+5)^2 + (7,5 \cdot 48 + 5 \cdot 0,75)^2}}{16} = 0,906; \beta_{\delta 2} = \frac{7,5}{0,9 \cdot 16} = 0,52; \beta_{\delta 3} = \frac{5}{0,8 \cdot 16} = 0,391.$$

Напряжения КЗ обмоток трехобмоточного трансформатора в отдельности можно найти по формулам (2.14):

$$u_1 = \dots + \dots - \dots = \dots + \dots - \dots =$$

$$u_2 = \dots - \dots = \dots - \dots \approx$$

$$u_3 = \dots - \dots = \dots - \dots =$$

Потери активной и реактивной мощности по формулам (2.13), (2.17):

$$\Delta P_{\text{тp б}} = 26 + 96 \cdot 0,5(0,906^2 + 0,52^2 + 0,391^2) = 85,72 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тp б}} = \frac{16000}{100} (1 + 10,75 \cdot 0,906^2 + 6,25 \cdot 0,391^2) = 1725 \text{ кВар}.$$

Среднегеометрическое расстояние между проводами одной цепи

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{AC}} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 4} = 4 \sqrt[3]{2} = 4 \cdot 1,26 = 5,04.$$

Емкостная проводимость находится по формуле (1.19):

для АС-70  $d_{\text{пр}}=11,4 \text{ мм} \rightarrow r_{\text{пр}}=5,7 \text{ мм}$

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5,04/0,0057)} = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

для АС-95  $d_{\text{пр}}=13,5 \text{ мм} \rightarrow r_{\text{пр}}=6,75 \text{ мм}$

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5,04/0,00675)} = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Зарядная мощность участков линий, связанных с подстанцией а и подстанцией б:

$$Q_{\text{Ca}} = 0,5(2l_{\text{Aa}} + l_{\text{aб}}) B_{01} U_{\text{н}}^2 = 0,5(2 \cdot 50 + 40) \cdot 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 10^3 = 2177 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{Cб}} = 0,5l_{\text{aб}} B_{02} U_{\text{н}}^2 = 0,5 \cdot 40 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 10^3 = 638,88 \text{ кВар}.$$

Расчетная нагрузка в точках присоединения подстанции:

точка а:

$$\dot{s}_a = 20000(1 + j0,75) + 142 + j2275 - j2177 = 20142 + j15098 \text{ кВА};$$

точка б:

$$\begin{aligned}\dot{s}_6 &= 7500(1 + j0,48) + 5000(1 + j0,75) + 85,72 + j1725 - j638,88 = \\ &= 12585 + j8436,12 \text{ кВА.}\end{aligned}$$

2. Определяется напряжение в точках присоединения подстанции *a* и *б*. Данная задача относится ко второму типу. Сначала ориентировочно вычисляется потеря мощности в проводах линии на участке *a – б* по формуле (3.19):

$$\Delta \dot{S}_{a6} = \frac{s_6^2 Z_{a6}}{U_H^2} = \frac{(12,585^2 + 8,436^2) \cdot (0,4218 + j0,425) \cdot 40}{110^2} = 0,32 + j0,323 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале участка:

$$\dot{S}_{a61} = \dot{s}_6 + \Delta \dot{S}_{a6} = 12,585 + j8,43612 + 0,32 + j0,323 = 12,905 + j8,759 \text{ МВА.}$$

Мощность в конце участка *A – a*:

$$\dot{S}_{Aa2} = \dot{S}_{a61} + \dot{s}_a = 12,905 + j8,759 + 20,142 + j15,098 = 33,047 + j23,857 \text{ МВА.}$$

Потеря мощности на участке *A – a*:

$$\Delta \dot{S}_{Aa} = \frac{s_{Aa2}^2 Z_{Aa}}{U_H^2} = \frac{(33,047^2 + 23,857^2) \cdot 0,5 \cdot (0,3 + j0,414) \cdot 50}{110^2} = 1,03 + j1,42 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале участка *A – a* (в пункте питания):

$$\dot{S}_{Aa1} = \dot{S}_{Aa2} + \Delta \dot{S}_{Aa} = 33,047 + j23,857 + 1,03 + j1,42 = 34,077 + j25,277 \text{ МВА.}$$

Зная напряжение и мощность в пункте питания, можно определить уровень напряжения в точке *a*:

$$\dot{U}_a = \dot{U}_A - \frac{S_{Aa1} Z_{Aa}}{U_A} = 120 - \frac{(34,077 - j25,277) \cdot 0,5 \cdot (0,3 + j0,414) \cdot 50}{120} = 115,69 + j1,36 \text{ кВ.}$$

Напряжение в точке *б*

$$\begin{aligned}\dot{U}_6 &= \dot{U}_a - \frac{S_{a61} Z_{a6}}{\dot{U}_a} = 115,69 + j1,36 - \\ &- \frac{(12,905 - j8,759) \cdot (0,4218 + j0,425) \cdot 40}{115,69 + j1,36} = 112,53 + j0,78 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое отклонение напряжения?
2. Что такое колебание напряжения?
3. Что такое потеря напряжения?
4. Что такое падение напряжения?
5. От каких параметров зависит потеря напряжения в линии?
6. Как определяются экономически допустимые сечения проводов?
7. В чем заключается особенность расчета питающих сетей?

## 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

### 4.1. ОСОБЕННОСТИ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В разомкнутых сетях, рассмотренных выше, питание нагрузок ведется от одного источника. Сюда относятся распределительные сети напряжением 6; 10; 35 кВ (промышленные, городские, сельскохозяйственные) и иногда сети более высоких напряжений. Питание в распределительные сети подается от шин 6; 10 и 35 кВ районных подстанций энергосистем или шин местных электростанций. С целью резервирования питания потребителей при повреждении какого-нибудь участка сети предусматривают возможность его отключения и подключения автоматически или вручную резервного источника (*1-й принцип резервирования*).

В замкнутых сетях потребители получают питание не менее чем от двух источников. Так обычно работают питающие сети энергосистем напряжением 110 кВ и выше, контактная сеть электрических железных дорог и лишь в особых случаях распределительные сети напряжением 35 кВ и ниже. Поврежденный участок сети при этом отключается автоматически и потребители продолжают получать питание от оставшихся в работе источников (*2-й принцип резервирования*).

Замкнутые сети имеют *ряд преимуществ* перед разомкнутыми. Во-первых, наличие нескольких источников питания повышает надежность электроснабжения, а 2-й принцип резервирования исключает паузы в подаче питания. Во-вторых, уменьшаются потери напряжения и потери активной мощности и электроэнергии: в замкнутых контурах сети автоматически устанавливается потокораспределение в соответствии с законами Кирхгофа, естественным образом стремящееся к минимальным потерям. В-третьих, замкнутая сеть обладает высокой гибкостью управления [1].

Широко распространены две типовые замкнутые схемы сети: с двусторонним питанием (рис. 4.1, а) и кольцевые (рис. 4.1, б). Сложно-замкнутая сеть (рис. 4.1, в) состоит из нескольких замкнутых контуров и имеет несколько источников питания.

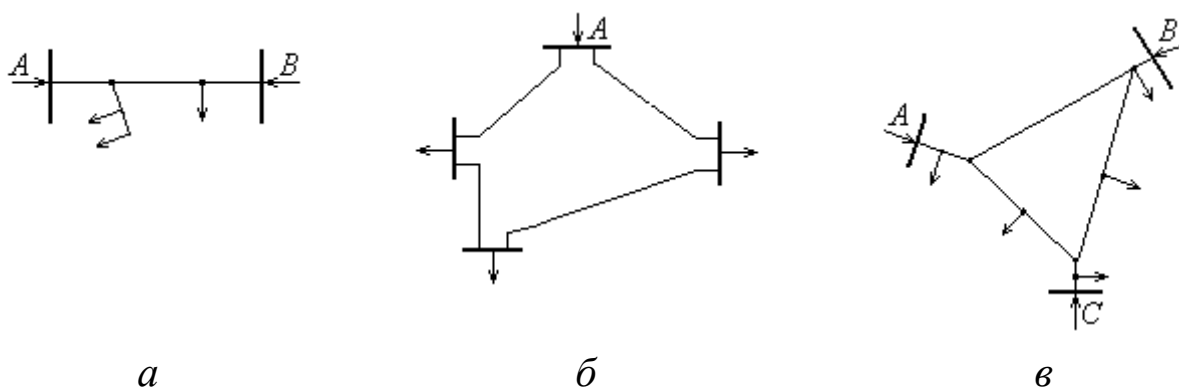


Рис. 4.1. Схемы замкнутых сетей:

а – с двусторонним питанием;  
б – кольцевая сеть; в – сложнозамкнутая сеть

Наряду с достоинствами замкнутые сети имеют недостатки, которые вынуждают применять разомкнутые сети. Во-первых, в замкнутых схемах токи короткого замыкания почти в 2 раза выше, чем в разомкнутых. Следовательно, необходимо применять более дорогую коммутационную аппаратуру. Во-вторых, усложняется релейная защита. Для обеспечения селективности защиты требуется дорогая и сложная аппаратура.

*Задачи и методы расчета.* Расчет электрических сетей, как известно, выполняют с целью определения токовых нагрузок отдельных линий электропередачи и трансформаторов, а также напряжений в узлах с нагрузками потребителей (нагрузочные узлы). Расчет замкнутых схем довольно сложен, но его значимость по сравнению с разомкнутыми распределительными сетями возрастает. Дело в том, что с ростом номинальных напряжений увеличивается относительная протяженность линий электропередачи, повышаются их индуктивные сопротивления, поскольку они мало меняются при увеличении площади сечения проводов. В этих условиях очень важно своевременно выявить узлы питающих сетей с недопустимо низкими уровнями напряжений и принять необходимые меры.

Трудности расчета замкнутых сетей обусловлены, прежде всего, наличием замкнутых контуров в схемах. Без специального расчета невозможно себе представить даже ориентировочно распределение потоков мощностей по отдельным ветвям сети, а ведь именно поточное распределение обуславливает потери напряжения.

При расчете используют специальный формализованный метод составления расчетных уравнений, пригодный для схем любой конфигурации. Он основан на аналитическом представлении схемы сети с помощью элементов теории графов и алгебры матриц.

#### 4.2. РАСЧЕТЫ КОЛЬЦЕВЫХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Характерным частным видом простой замкнутой сети является кольцевая сеть (см. рис. 4.1, б). Она содержит один замкнутый контур. В качестве источника питания  $A$  могут служить шины электростанции или шины подстанции. Если схему такой сети разрезать по питающему пункту и развернуть, то она превратится в линию с двусторонним питанием, у которой напряжения по концам равны и совпадают по фазе (рис. 4.2). Направления потоков мощности на отдельных участках схемы показаны условно. Здесь заданы напряжение в пунктах питания и узловые мощности; необходимо найти узловые напряжения.

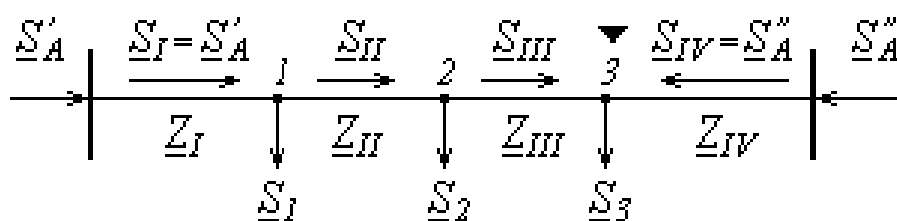


Рис. 4.2. Линия с двухсторонним питанием и распределение токов (мощностей) на отдельных ее участках

Допускается, что напряжение вдоль линии не меняется и равно номинальному. Это эквивалентно допущению, что в линии отсутствуют потери мощности  $\Delta S$ . Тогда можно записать

$$\dot{S}_I + \dot{S}_{IV} = \dot{s}_1 + \dot{s}_2 + \dot{s}_3,$$

откуда

$$\dot{S}_{IV} = \dot{s}_1 + \dot{s}_2 + \dot{s}_3 - \dot{S}_I. \quad (4.1)$$

Кроме того, на основании первого закона Кирхгофа рассчитываются мощности, протекающие по участкам

$$\dot{S}_{II} = \dot{S}_I - \dot{s}_1; \quad (4.2)$$

$$\dot{S}_{III} = \dot{S}_I - \dot{s}_1 - \dot{s}_2. \quad (4.3)$$

Следовательно, для расчета данного вида сетей достаточно найти мощность какого-либо одного участка, например любого из головных ( $\dot{S}_I$  или  $\dot{S}_{IV}$ ).

Поскольку рассматриваемая линия реально является замкнутым контуром, для нее можно записать второй закон Кирхгофа:

$$\sum_{j=1}^{IV} \dot{I}_j \dot{Z}_j = 0. \quad (4.4)$$

Поскольку  $\dot{I}_j = \underline{S}_j / (\sqrt{3} U_H)$ , формула (4.4) имеет следующий развернутый вид:

$$\sum_{j=1}^{IV} \underline{S}_j \dot{Z}_j = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{j=1}^{IV} \dot{S}_j \underline{Z}_j = 0. \quad (4.5)$$

Выражение (4.5) можно преобразовать в уравнение с одним неизвестным  $\dot{S}_I$ , подставив в него выражения (4.1)-(4.3):

$$\dot{S}_I (\underline{Z}_I + \underline{Z}_{II} + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) - \dot{s}_1 (\underline{Z}_{II} + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) - \dot{s}_2 (\underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) - \dot{s}_3 \underline{Z}_{IV} = 0,$$

отсюда получается искомый результат:

$$\dot{S}_I = \frac{\dot{s}_1 (\underline{Z}_{II} + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) + \dot{s}_2 (\underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}) + \dot{s}_3 \underline{Z}_{IV}}{\underline{Z}_I + \underline{Z}_{II} + \underline{Z}_{III} + \underline{Z}_{IV}}. \quad (4.6)$$

Таким образом, нагрузка источника питания определяется суммой произведений узловых нагрузок на сопряженные сопротивления линии от места их присоединения до противоположного источника, поделенной на сопряженное значение суммарного сопротивления линии между источниками.

При проектировании сети задачу еще более упрощают, предполагая, что все участки линии имеют одну и ту же площадь сечения проводов. Тогда

$$\dot{Z}_j = (R_0 + jX_0)l_j.$$

Формула (4.6) при этом сильно упрощается:

$$\dot{S}_I = \frac{\dot{s}_1(l_{II}+l_{III}+l_{IV})+\dot{s}_2(l_{III}+l_{IV})+\dot{s}_3 l_{IV}}{l_I+l_{II}+l_{III}+l_{IV}} = \sum \dot{s}_j l_j / l_\Sigma. \quad (4.7)$$

По формулам (4.1)-(4.3) можно найти все остальные мощности участков линии.

Упрощенная формула (4.7) позволяет рассчитывать потоки активных и реактивных мощностей независимо друг от друга, как бы для двух независимых схем. При этом расчет для сети переменного тока ничем не отличается от расчета для сети постоянного тока. Например, для распределения активных (или реактивных) мощностей формула (4.7) имеет вид

$$P_I = \frac{p_1(l_{II}+l_{III}+l_{IV})+p_2(l_{III}+l_{IV})+p_3 l_{IV}}{l_I+l_{II}+l_{III}+l_{IV}} = \sum p_j l_j / l_\Sigma. \quad (4.8)$$

Узел сети, в котором нагрузка получает питание с двух сторон, называется *точкой токораздела*, или *раздела мощностей*, и обозначается знаком  $\blacktriangledown$  для активных мощностей и знаком  $\nabla$  – для реактивных, поскольку в общем случае эти точки не совпадают. На рис. 4.2 знак  $\blacktriangledown$  поставлен над узлом 3 и означает, что и активные, и реактивные мощности текут сюда с двух сторон.

Уравнение (4.7) имеет ту же структуру, что и уравнение для определения реакции опор, поэтому эту формулу называют *формулой моментов*.

Встречается и другая разновидность замкнутой сети – *двусторонняя магистраль*. Здесь правый и левый концы линии принадлежат разным источникам питания; поэтому и напряжения по концам линии неодинаковы. Следовательно, в этом случае по всей линии  $AB$  в направлении от источника с большим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекает *сквозной уравнительный ток*  $\dot{I}_{ур}$

или уравнительная мощность  $\dot{S}_{ур}$ . Их значения определяются законом Ома:

$$i_{ур} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}Z_{AB}}, \quad \dot{S}_{ур} = \sqrt{3}i_{ур}U_H = \frac{(\dot{U}_A - \dot{U}_B)U_H}{Z_{AB}}. \quad (4.9)$$

Расчет сети с разными напряжениями питающих пунктов может быть проведен либо непосредственно применением законов Кирхгофа, либо методом наложения. В первом случае сохраняется уравнение (4.4) с тем лишь отличием, что в правой части вместо нуля подставляется разница напряжений питающих пунктов  $\Delta\dot{U} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$ , т.е.

$$\sum_{j=1}^{IV} i_j \dot{Z}_j = \Delta U. \quad (4.10)$$

**Метод наложения** сводится к определению и наложению двух режимов: режима I при  $\dot{U}_{A1} = \dot{U}_{A2}$  с учетом нагрузок и режима II при  $\dot{U}_{A1} \neq \dot{U}_{A2}$  без учета нагрузок [6].

*Режим I* находится согласно (4.5)-(4.7).

*Режим II* сводится к нахождению уравнительного тока или уравнительной мощности по формуле (4.9).

Полное потокораспределение находится сложением токов (мощностей) с учетом их направлений.

В аварийном режиме при повреждении какого-то участка он отключается, и нагрузки получают питание с одной стороны, т.е. сеть превращается в разомкнутую. При этом потери мощности и максимальная потеря напряжения увеличиваются. Худшим случаем является отключение головных участков I или IV (рис. 4.2). Для этих аварийных режимов необходимо провести определение потерь напряжения, потерь мощности и проверку на нагрев.

Рассмотренный выше метод расчета кольцевых сетей, использующий формулы (4.6) и (4.7), приводят к одному эффективному способу упрощения схем – *переносу нагрузок* в другие узлы сети. Применяют его в том случае, когда по длине какого-то элемента приложена нагрузка, и это препятствует элементарному упрощению схемы

сети, например, сложению параллельно включенных элементов, преобразованию треугольника в звезду или наоборот. Так, при замене двух параллельных линий  $Л1$  и  $Л2$  (рис. 4.3, *а*) одной эквивалентной необходимо сначала разнести нагрузку линии  $Л2$  в точки  $1$  и  $2$ .

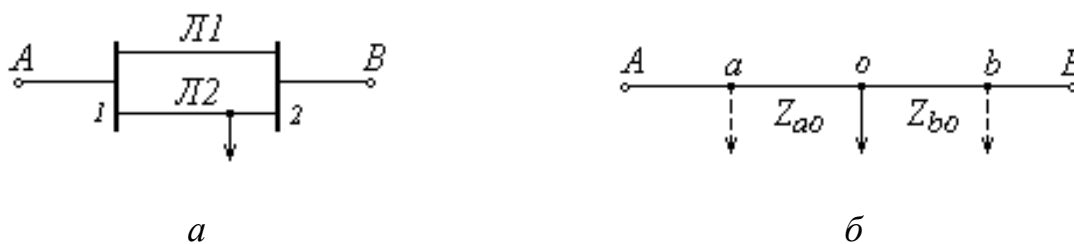


Рис. 4.3. Иллюстрация метода переноса нагрузки

После разнеса нагрузок токи и падения напряжения на соседних с преобразуемым участках должны остаться неизменными (на рис. 4.3, *а* такими участками являются  $A - 1$  и  $2 - B$ ). Исходя из этого можно получить следующие формулы нагрузок в точках  $a$  и  $b$  (см. рис. 4.3, *б*) или точках  $1$  и  $2$  (см. рис. 4.3, *а*):

$$j_a = j \frac{Z_{bo}}{Z_{ab}}; \quad j_b = j \frac{Z_{ao}}{Z_{ab}}. \quad (4.11)$$

Эти формулы совпадают с соотношением (4.6) для случая одной нагрузки, т.е. составляются так же, как при определении токов (или мощностей), вытекающих из пунктов питания (при равенстве их напряжений), если за них принять точки  $a$  и  $b$ . Нетрудно убедиться в том, что нагрузка питающих пунктов  $A$  и  $B$  при этом остается неизменной.

В однородных сетях приведенные формулы существенно упрощаются, так как вместо сопротивлений можно оперировать длинами. При обратном преобразовании схемы нагрузки  $I_a$ ,  $I_b$  возвращают в точку  $0$  аналогичным способом.

**Пример 4.1.** Определить площадь сечения проводов линий, напряжения в узлах и распределение мощностей в кольцевой сети с номинальным напряжением 110 кВ (рис. 4.4). Напряжение в точке  $A$  в данном режиме поддерживается равным 120 кВ. Нагрузки на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций указаны на схеме сети, длины участков:  $l_{AB}=70$  км;  $l_{BC}=40$  км;  $l_{CD}=35$  км;  $l_{DA}=50$  км; на подстанциях установлены трансформаторы:  $B - 1 \times 16$  МВА;

$C - 2 \times 16$  МВА;  $D - 2 \times 25$  МВА. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 5 м. Трансформаторы подстанций  $B$  и  $C$  в данном режиме работают с коэффициентом трансформации, равным 117,05/11 кВ, трансформаторы подстанции  $D$  – с коэффициентом 119,09/11 кВ. Время использования максимальной нагрузки  $T_M=5000$  ч.

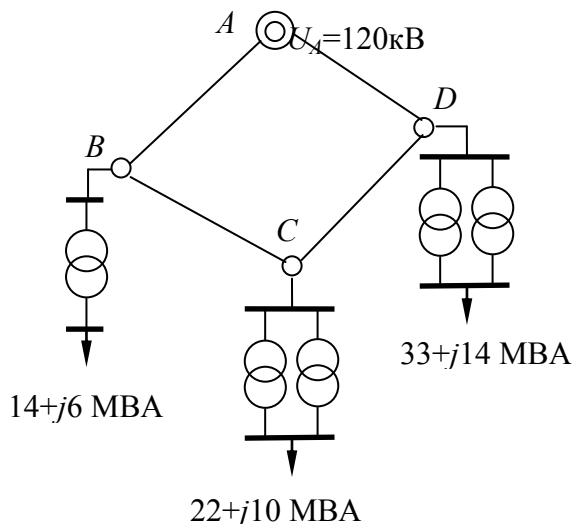


Рис. 4.4. Схема сети к примеру 4.1

*Решение.* 1. Предварительно без учета потерь мощности в сети по формуле (4.7) определяется мощность, вытекающая из питающего пункта  $A1$ :

$$\dot{S}_{A1} = \frac{(14+j6) \cdot (40+35+50) + (22+j10) \cdot (35+50) + (33+j14) \cdot 50}{70+40+35+50} = 27 + j12 \text{ МВА},$$

тогда потокораспределение по участкам следующее:

участок  $A1-B$ :  $\dot{S}_{AB} = \dot{S}_{A1}$ ;

участок  $B-C$ :  $\dot{S}_{BC} = \dot{S}_{A1} - \dot{s}_B = 27 + j12 - (14 + j6) = 13 + j6 \text{ МВА}$ ;

участок  $C-D$ :  $\dot{S}_{CD} = \dot{S}_{BC} - \dot{s}_C = 13 + j6 - (22 + j10) = -(9 + j4) \text{ МВА}$ , знак «-» означает, что мощность меняет свое направление (рис. 4.5);

участок  $D-A2$ :  $\dot{S}_{DA} = \dot{S}_{A2} = -\dot{S}_{CD} + \dot{s}_D = 9 + j4 + (33 + j14) = 42 + j18 \text{ МВА}$ .

Узел  $C$  в данном случае является точкой токораздела.

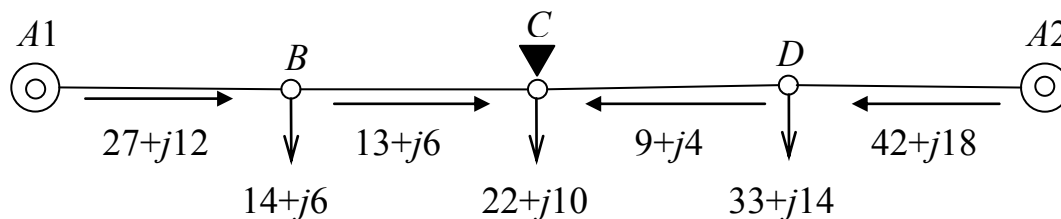


Рис. 4.5. Примерное распределение мощностей по участкам сети к примеру 4.1

2. Выбор сечения проводников производится по экономической плотности

тока с учетом ограничения на корону (для воздушных линий минимальное сечение АС-70). Экономическая плотность тока при  $T_M=5000$  ч по табл. П2  $j_3=1\text{А/мм}^2$ .

Далее рассчитываются токи, протекающие по участкам сети:  
участок А1-В:

$$I_{A1B} = \frac{\sqrt{27^2+12^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 155 \text{ А};$$

остальные токи участков определяются аналогично:  $I_{BC}=75 \text{ А}$ ;  $I_{CD}=52 \text{ А}$ ;  $I_{DA2}=240 \text{ А}$ .

По табл. П1 выбираются стандартные провода для участка А1-В марки АС-150,  $I_d=450 \text{ А}$ ; для участка В-С-Д марки АС-70,  $I_d=265 \text{ А}$ ; для участка Д-А2 марки АСО-240,  $I_d=605 \text{ А}$ .

В послеаварийном режиме при отключении головного участка Д-А2 по участку А1-В пойдет суммарный ток нагрузки

$$I_{A1B} = \frac{\sqrt{69^2+30^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 395 \text{ А},$$

что меньше допустимого тока для проводов марки АС-150.

Наибольший ток в послеаварийном режиме по линии, выполненной проводами марки АС-70, будет на участке С-Д при отключении Д-А2:

$$I_{A1B} = \frac{\sqrt{55^2+24^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 315 \text{ А},$$

что больше допустимого, следовательно, необходимо выбрать провод большего сечения АС-95,  $I_d=330 \text{ А}$ .

3. Параметры трансформаторов по табл. П13 мощностью 16 МВА:  $\Delta P_0=19 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_k=85 \text{ кВт}$ ,  $u_k=10,5 \%$ ,  $I_k=0,7 \%$ ; мощностью 25 МВА:  $\Delta P_0=27 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_k=120 \text{ кВт}$ ,  $u_k=10,5 \%$ ,  $I_k=0,7 \%$ .

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам (2.8), (2.10), (2.12):

на подстанции В:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_B &= (19 + 0,95^2 \cdot 85) + j(0,7 + 0,95^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = \\ &= 95,7 + j1628 \text{ кВА} \approx 0,1 + j1,6 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

где  $0,95 = \frac{\sqrt{14^2+6^2}}{16}$  – коэффициент загрузки трансформатора;

на подстанции С:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_C &= 2(19 + 0,76^2 \cdot 85) + j2(0,7 + 0,76^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = \\ &= 136 + j2164,7 \text{ кВА} \approx 0,14 + j2,16 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

где  $0,76 = \frac{\sqrt{22^2+10^2}}{2 \cdot 16}$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

на подстанции Д:

$$\Delta \dot{S}'_D = 2(27 + 0,86^2 \cdot 120) + j2(0,7 + 0,86^2 \cdot 10,5) \frac{25000}{100} =$$

$$= 231,5 + j4233 \text{ кВА} \approx 0,23 + j4,2 \text{ МВА},$$

где  $0,86 = \frac{\sqrt{33^2 + 14^2}}{2 \cdot 25}$  – коэффициент загрузки трансформаторов.

Мощности нагрузок подстанций, приведенные к стороне высшего напряжения (с учетом потерь мощности в трансформаторах):

для подстанции *A*:

$$\dot{S}'_B = 14 + j6 + 0,1 + j1,6 = 14,1 + j7,6 \text{ МВА};$$

для подстанции *C*:

$$\dot{S}'_C = 22 + j10 + 0,14 + j2,16 = 22,14 + j12,16 \text{ МВА};$$

для подстанции *D*:

$$\dot{S}'_D = 33 + j14 + 0,23 + j4,2 = 33,23 + j18,2 \text{ МВА}.$$

#### Погонные параметры линий сети (табл. П4-П6)

Марка	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$B_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км
АС-70	0,42	0,44	2,58
АС-95	0,3	0,429	2,65
АС-150	0,2	0,416	2,75
АСО-240	0,12	0,39	2,86

Параметры линии *A-B*:

$$Z_{AB} = (0,2 + j0,416) \cdot 70 = 14 + j29,2 \text{ Ом};$$

$$Q_{AB}/2 = 110^2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 70/2 = 1,2 \text{ МВАр}.$$

Параметры остальных линий рассчитываются аналогично:

$$Z_{BC} = 12 + j17,16 \text{ Ом}; \quad Q_{BC}/2 = 0,6 \text{ МВАр};$$

$$Z_{CD} = 14,7 + j15,4 \text{ Ом}; \quad Q_{CD}/2 = 0,6 \text{ МВАр};$$

$$Z_{DA} = 6 + j19,5 \text{ Ом}; \quad Q_{CA}/2 = 0,9 \text{ МВАр}.$$

Расчетные мощности подстанции с учетом реактивной мощности, генерируемой линиями:

$$\dot{S}_B = \dot{S}'_B - jQ_{AB}/2 - jQ_{BC}/2 = 14,1 + j7,6 - j1,2 - j0,6 = 14,1 + j5,8 \text{ МВАр};$$

$$\dot{S}_C = \dot{S}'_C - jQ_{BC}/2 - jQ_{CD}/2 = 22,14 + j10,96 \text{ МВАр};$$

$$\dot{S}_D = \dot{S}'_D - jQ_{CD}/2 - jQ_{DA}/2 = 33,23 + j16,7 \text{ МВАр}.$$

Согласно (4.7) определяется потокораспределение в сети без учета потерь в линиях:

$$\dot{S}_{AB} = \frac{(14,1+j5,8) \cdot (32,7-j50,06) + (22,14+j10,96) \cdot (20,7-j34,9) + (33,23+j16,7) \cdot (6-j19,5)}{46,7-j81,26} =$$

$$= 26,15 + j11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{BC} = 26,15 + j11 - 14,1 - j5,8 = 12,05 + j5,2 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{CD} = 12,05 + j5,2 - 22,14 - j10,96 = -10,09 - j5,76 \text{ МВА},$$

следовательно точка  $C$  является точкой токораздела, мощность на участке  $CD$  протекает, как показано на рис. 4.5, от  $D$  к  $C$ :

$$\dot{S}_{DA} = 10,09 + j5,76 + 33,23 + j16,7 = 43,32 + j22,46 \text{ МВА}.$$

4. Далее расчет выполняется для двух разомкнутых схем (рис. 4.6).

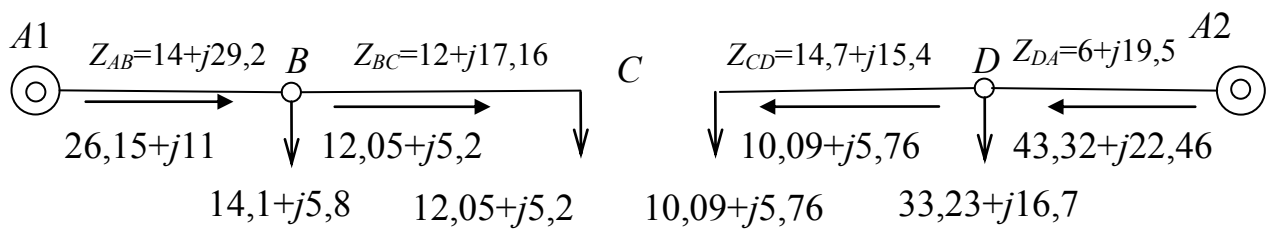


Рис. 4.6. Расчетная схема к примеру 4.1

Потери мощности в линии  $B-C$  по формуле (2.8):

$$\Delta \dot{S}_{BC} = \frac{12,05^2 + 5,2^2}{110^2} (12 + j17,16) = 0,17 + j0,24 \text{ МВА}.$$

Мощность в начале линии  $B-C$ :

$$\dot{S}_{BC1} = 12,05 + j5,2 + 0,17 + j0,24 = 12,22 + j5,44 \text{ МВА}.$$

Мощность в конце линии  $A-B$ :

$$\dot{S}_{AB2} = 14,1 + j5,8 + 12,22 + j5,44 = 26,32 + j11,24 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в линии  $A-B$ :

$$\Delta \dot{S}_{AB} = \frac{26,32^2 + 11,24^2}{110^2} (14 + j29,2) = 0,95 + j1,98 \text{ МВА}.$$

Мощность в начале линии  $A-B$ :

$$\dot{S}_{AB1} = \dot{S}_{A1} = 26,32 + j11,24 + 0,95 + j1,98 = 27,27 + j13,22 \text{ МВА}.$$

Аналогично производится расчет для линии  $A-D-C$ :

$$\Delta \dot{S}_{CD} = 0,16 + j0,17 \text{ МВА}; \quad \dot{S}_{CD1} = 10,25 + j5,93 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{AD2} = 43,48 + j22,63 \text{ МВА}; \quad \Delta \dot{S}_{AD} = 1,2 + j3,9 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{AD1} = \dot{S}_{A2} = 44,68 + j26,53 \text{ МВА}.$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии  $A-B$  определяется по формуле (3.5):

$$\Delta U_{AB} = \frac{26,32 \cdot 14 + 11,24 \cdot 29,2}{120} = 5,8 \text{ кВ}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в линии  $A-B$  определяется по формуле (3.6):

$$\delta U_{AB} = \frac{26,32 \cdot 29,2 - 11,24 \cdot 14}{120} = 5 \text{ кВ.}$$

Напряжение в точке  $B$  составляет [4]

$$U_B = \sqrt{(U_A - \Delta U_{AB})^2 + \delta U_{AB}^2} \approx U_B - \Delta U_{AB} + \frac{\delta U_{AB}^2}{2(U_A - \Delta U_{AB})},$$

где  $\frac{\delta U_{AB}^2}{2(U_A - \Delta U_{AB})} = \frac{5^2}{2(120 - 5,8)} = 0,11 \approx 0$  – поправка от учета поперечной составляющей, следовательно ее можно не учитывать. Таким образом, потеря напряжения в линии  $A-B$ :

$$\Delta U_{AB} = 5,8 \text{ кВ}$$

и напряжение в пункте  $B$ :

$$U_B = 120 - 5,8 = 114,2 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в линии  $B-C$ :

$$\Delta U_{BC} = \frac{12,05 \cdot 12 + 5,2 \cdot 17,16}{114,2} = 2 \text{ кВ}$$

Напряжение в пункте  $C$  при определении со стороны  $B-C$ :

$$U'_C = 114,2 - 2 = 112,2 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в линии  $A-D$ :

$$\Delta U_{AD} = \frac{43,48 \cdot 6 + 22,63 \cdot 19,5}{120} = 5,85 \text{ кВ.}$$

Напряжение в пункте  $D$ :

$$U_D = 120 - 5,85 = 114,15 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в линии  $C-D$ :

$$\Delta U_{DC} = \frac{10,09 \cdot 14,7 + 5,76 \cdot 15,4}{114,15} = 2 \text{ кВ.}$$

Напряжение в пункте  $C$  при определении со стороны  $D-C$ :

$$U''_C = 114,15 - 2 = 112,15 \text{ кВ.}$$

Приближенно  $U_C = 112,2$  кВ.

Зная напряжения в точках присоединения, можно определить уровни напряжения на шинах НН подстанций с учетом потерь в трансформаторах при заданных коэффициентах трансформации.

**Пример 4.2.** Найти потокораспределение в кольцевой сети напряжением 110 кВ, рассмотренной в примере 4.1 (рис. 4.4), методом расщепления.

*Решение.* В соответствии с выбранными сечениями линий и их сопротивлений рассчитываются распределения активных мощностей:

$$P_{AB} = \frac{\sum PX}{\sum X} = \frac{14,1 \cdot 50,06 + 22,14 \cdot 34,9 + 33,23 \cdot 19,5}{81,26} = 26,17 \text{ МВт};$$

$$P_{BC} = P_{AB} - P_B = 26,17 - 14,1 = 12,07 \text{ МВт};$$

$$P_{AD} = P_B + P_C + P_D - P_{AB} = 14,1 + 22,14 + 33,23 - 26,17 = 43,3 \text{ МВт};$$

$$P_{CD} = P_{AD} - P_D = 43,3 - 33,23 = 10,07 \text{ МВт}.$$

Распределение реактивных мощностей:

$$Q_{AB} = \frac{\sum QR}{\sum R} = \frac{5,8 \cdot 32,7 + 10,96 \cdot 20,7 + 16,7 \cdot 6}{46,7} = 11,06 \text{ МВАр};$$

$$Q_{BC} = Q_{AB} - Q_B = 11,06 - 5,8 = 5,26 \text{ МВАр};$$

$$Q_{AD} = Q_B + Q_C + Q_D - Q_{AB} = 5,8 + 10,96 + 16,7 - 11,06 = 22,4 \text{ МВАр};$$

$$Q_{CD} = Q_{AD} - Q_D = 22,4 - 16,7 = 5,7 \text{ МВАр}.$$

Сравнение результатов расчетов примеров 4.1 и 4.2 показывает, что применение метода расщепления схем дает достаточную точность для расчета рабочих режимов сетей 110-220 кВ (особенно для наиболее загруженных головных участков сети).

**Пример 4.3.** Найти режим работы кабельной сети 10 кВ с алюминиевыми жилами с двусторонним питанием, напряжения питающих пунктов принимаются разными по модулю, но совпадающими по фазе:  $U_{A1} = 10,1$  кВ,  $U_{A2} = 9,9$  кВ. Заданные нагрузки (кВт) и длины (км) приведены на рис. 4.7, а. Сечение по всей длине принять одинаковым и равным  $95 \text{ мм}^2$ . Удельную проводимость алюминия принять равной  $32 \cdot 10^6 \text{ См/м}$ . Индуктивным сопротивлением можно пренебречь.

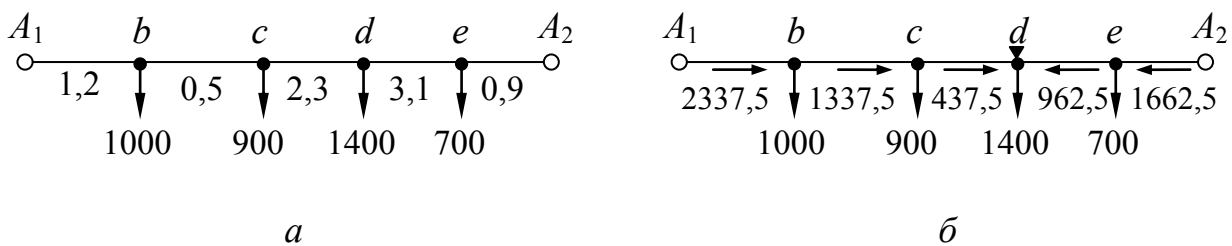


Рис. 4.7. Схема сети к примеру 4.3

**Решение.** 1. Определяются потоки мощности по участкам сети при условии равенства напряжений  $U_{A1} = U_{A2}$ . Согласно (4.8) мощность, вытекающая из питающего пункта  $A_1$ :

$$P_{A1} = \frac{1000 \cdot (0,5 + 2,3 + 3,1 + 0,9) + 900 \cdot (2,3 + 3,1 + 0,9) + 1400 \cdot (3,1 + 0,9) + 700 \cdot 0,9}{8} = 2337,5 \text{ кВт}.$$

По закону Кирхгофа мощности на участках протекают, как показано на рис. 4.7, б. Точка  $d$  является точкой токораздела.

2. Определяется уравнивающая мощность, вызванная разностью напряжений, протекающая от питающего пункта  $A_1$  с большим напряжением к  $A_2$  с меньшим напряжением. Согласно (4.9) уравнивающая мощность

$$P_{ур} = \frac{(10,1-9,9) \cdot 10}{2,6} = 0,77 \text{ МВт},$$

где 2,6 – сопротивление сети.

$$R_{\Sigma} = \frac{8000}{32 \cdot 95} = 2,6 \text{ Ом}.$$

3. Результирующее потокораспределение (рис. 4.8, б) определяется наложением режима I (рис. 4.7, б) на режим II (рис. 4.8, а).

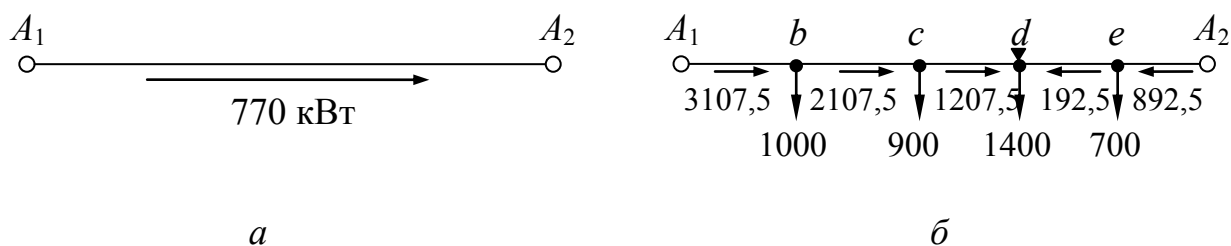


Рис. 4.8. Схема сети с учетом уравнивающей мощности к примеру 4.3

4. Новая точка токораздела совпала с точкой токораздела режима I, что бывает не всегда.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Особенность расчета замкнутых сетей.
2. Перечислите преимущества замкнутых сетей?
3. Назовите основные методы расчета замкнутых сетей?
4. Что понимается под понятием «точка токораздела»?
5. В чем заключается особенность расчета кольцевых и магистральных линий?

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

### 5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Расчет эффективности развития электрических сетей заключается в выборе оптимальной схемы сети при заданных нагрузках, размещении источников и потребителей, электропотреблении. В процессе

проектирования энергосистем и электрических сетей выбор предпочтительного варианта развития сети осуществляется по критерию приведенных дисконтированных затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

В современных условиях требуются новые методы технико-экономических обоснований, так как целью инвестора является выбор объекта для наиболее эффективного размещения капиталовложений.

На основании анализа европейского опыта были составлены «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утвержденные в 1999 г. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике. В этих рекомендациях предложены следующие показатели эффективности:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;

- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального или местного бюджета;

- показатели общественной (социально-экономической) эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное выражение.

Эффективность инвестиций определяется сопоставлением затрат и получаемого эффекта. В качестве затрат рассматриваются инвестиции, эксплуатационные издержки, выплата процентов и погашение кредита, налоги, а получаемого эффекта – выручка от реализации продукции.

Эффективность объектов электрической сети должна оцениваться по их влиянию на стоимость поставляемой потребителю электроэнергии, так как электрические сети сами не производят продукцию,

а осуществляют транспортировку электроэнергии и управление режимами работы энергосистемы. Обоснование инвестиций должно выполняться по критерию *общественной (социально-экономической) эффективности*, отражающему интересы всех потребителей ввиду того, что необходимые для осуществления электросетевого строительства инвестиции обеспечиваются за счет всех потребителей через тариф на электроэнергию.

Поэтому эффект должен определяться путем сопоставления затрат с эффектом, получаемым потребителями от осуществления сетевого проекта.

В силу указанных обстоятельств для сетевых объектов, сооружаемых для внешнего электроснабжения промышленных предприятий, выбор варианта схемы может определяться по критерию приведенных затрат. Если ведутся расчеты по выбору площадки, оптимальная схема внешнего электроснабжения рассматривается для каждой площадки отдельно.

На основе выбранной схемы внешнего электроснабжения электроснабжающая организация сообщает потребителю расчетные тарифы на электроэнергию. Эти тарифы используются потребителем для расчетов эффективности инвестиций в объект [7].

## **5.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

При проектировании электрических сетей выбор решений осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов схем и параметров сети путем оценки их эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат с учетом одинакового энергетического эффекта вариантов.

В нашей стране в условиях плановой экономики технико-экономические показатели объектов электроэнергетики оценивались по формуле приведенных дисконтированных затрат:

$$Z_t = \sum_{t=1}^{T_{и}} (E_{н} K_t + \Delta I_t) (1 + E_{н.п})^{i-t}, \quad (5.1)$$

где  $Z_t$  – приведенные затраты;

$K_t$  – капитальные затраты в год  $t$ ;

$E_{н}$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к ежегодному уровню издержек;

$\Delta I_t$  – ежегодные приращения издержек  $I$  в год  $t$ ,  $\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$ ;

$t=1, \dots, T_{и}$ ;

$T_{и}$  – период времени строительства и эксплуатации объекта с изменяющимися издержками;

$E_{н.п.}$  – норматив приведения (дисконтирования) разновременных затрат;

$i$  – год приведения.

Накапливаемая амортизация учитывалась в составе ежегодных издержек, так как метод приведенных затрат предполагал возобновление объекта по окончании срока службы.

В условиях рыночных отношений нормативные коэффициенты  $E_{н}$  и  $E_{н.п.}$  должны быть одинаковыми.

Для экономической оценки сравниваемых вариантов технических решений в качестве одного из показателей используется сумма капиталовложений и издержек за срок службы объекта (суммарные дисконтированные затраты):

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{расч}} Z_t (1 + E_{н.п})^{i-t} = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_t) (1 + E_{н.п})^{i-t}, \quad (5.2)$$

где  $Z$  – сумма дисконтирования затрат;

$I_t$  – эксплуатационные издержки в год  $t$ ;

$E_{н.п.}$  – норма дисконта;

$t$  – текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$T_{расч}$  – срок службы объекта; дисконтированные затраты приво-

дятся к началу расчетного периода ( $t=1$ ).

Амортизационные отчисления на реновацию в формуле (5.2) в составе эксплуатационных издержек могут быть взяты из любых поступлений: кредиты банков, накопленная прибыль и др. При этом амортизационные отчисления могут расходоваться не только на капитальные затраты, но и на другие цели.

Все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в прогнозных ценах одного уровня и по источникам равной достоверности.

При отсутствии сметных данных расчеты *капитальных вложений* могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости подстанций и линий с применением индексов пересчета на дату разработки проекта.

Повторяющиеся во всех вариантах элементы не учитываются.

При реконструкции действующих объектов их стоимости могут определяться по формуле

$$K_{рек} = K_{нов} + K_{дем} - K_{ост}, \quad (5.3)$$

где  $K_{нов}$  – стоимость вновь устанавливаемого оборудования;

$K_{дем}$  – стоимость демонтажа;

$K_{ост}$  – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок службы и пригодно для использования на других объектах.

$K_{ост}$  определяется по формуле

$$K_{ост} = K_0 \left( 1 - \frac{a_p t}{100} \right), \quad (5.4)$$

где  $K_0$  – первоначальная стоимость демонтируемого оборудования, принимается по действующим ценам;

$a_p$  – норма амортизационных отчислений на реновацию;

$t$  – продолжительность эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет.

Амортизационные отчисления приведены в табл. П18.

*Эксплуатационные издержки* ( $I_t$ ) определяются по выражению

$$I_t = I_t + I_{\phi} + \Delta I_t, \quad (5.5)$$

где  $I_t$  – общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию (табл. П19);

$I_{\phi}$  – финансовые издержки, равные выплатам процентов по кредитам, облигациям и др. по годам расчетного периода;

$\Delta I_t$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Затраты на возмещение потерь электроэнергии  $\Delta I_t$  рассчитываются по формуле

$$\Delta I_t = \Delta W_t \cdot \text{Ц}, \quad (5.6)$$

где  $\Delta W_t$  – расчетные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта;

$\text{Ц}$  – тариф на электроэнергию.

Величина тарифа на электроэнергию с учетом затрат на возмещение потерь принимается с учетом:

- рынка электроэнергии – оптового или регионального;
- напряжения сети;
- района размещения потребителя.

*Норма дисконта* ( $E_{н.п.}$ ), выраженная в долях единицы или в процентах в год, является основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности инвестиционных проектов.

Дисконтирование затрат – это приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к ценности на начало расчетного периода (момент приведения).

Различают следующие нормы дисконта: коммерческая, участника проекта, социальная (или общественная) и бюджетная.

В качестве нормы дисконта можно использовать социальную норму, так как обоснование инвестиций в развитие электрических сетей обычно выполняется по критерию общественной эффективности.

*Социальная (общественная) норма дисконта* считается централизованным параметром и устанавливается органами управления народным хозяйством России на основании прогнозов экономического и социального развития страны. Социальная норма дисконта ха-

рактирует минимальные требования общества к эффективности проектов. В случае отсутствия социальной нормы дисконта вместо нее можно применять коммерческую норму дисконта.

*Коммерческая норма дисконта* может устанавливаться в соответствии с требованиями минимально допустимой доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков.

С повышением норматива приведения (дисконтирования)  $E_{н.п.}$  возрастает влияние затрат первых лет расчетного периода, что существенно сказывается на результатах расчета. Поэтому для крупных капиталоемких объектов может потребоваться учет фактора неопределенности и риска с варьированием исходной информации и проверкой результатов расчета на устойчивость.

Развитие электрической сети во всех сравниваемых вариантах рассматривается за один и тот же период времени (*расчетный период*). В качестве расчетного периода рекомендуется временной уровень, на который разрабатывается проект, а не срок службы объектов ввиду существенных изменений условий работы и режимов электрической сети во времени.

Расчетные сроки для выбора схем развития электрических сетей:

- Единая национальная электрическая сеть – 10 лет;
- основная сеть ОЭС – 10 лет;
- распределительная сеть – 5-8 лет;
- сеть внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перекачивающих станций магистральных газо-, нефтепродуктопроводов, электрифицируемых участков железных дорог, выдачи мощности электростанций и т.п. – сроки ввода в работу объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети [7].

### **5.3. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Технико-экономическое сравнение вариантов учитывает ущерб

от возможных перерывов электроснабжения (аварийных отключений), стоимость его компенсации должна быть регламентирована государством (в настоящее время в России отсутствует). Удельные показатели ущерба от аварийных ограничений зависят от структурного состава потребителей (удельного веса промышленности, быта и сферы обслуживания, сельского хозяйства, транспорта и строительства) и степени их ограничения.

В зависимости от их типа и длительности применительно к условиям той или иной страны удельные ущербы от внезапных ограничений принимаются в диапазоне 2-4,5 долл./кВт×ч. Чаще всего дифференциация удельных ущербов выполняется для трех групп потребителей: промышленных, коммерческих и бытовых.

Стоимость ущерба от аварийных ограничений ориентировочно рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта в размере 1,5-4 долл./кВт×ч на случай аварийных перерывов (ограничений) электроснабжения в сети общего пользования с разным составом потребителей. При разработке схем отдельных крупных предприятий и внешнего электроснабжения промышленных узлов рекомендуется пользоваться данными об ущербах, полученными у потребителя или из других источников [7].

#### **5.4. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Определения укрупненных показателей стоимости (УСП) основаны на следующих документах:

- материалы, обобщающие сметные расчеты и технико-экономические обоснования конкретных объектов;
- требования к строительной и механической части электросетевых объектов, определяемые «Правилами устройства электроустановок» 7-го издания;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СО 154-34.20.122-

2006)». Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 г. № 187;

– «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ (СО 154-34.20.121-2006)». Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 г. № 187;

– «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008);

– действующие цены на оборудование и материалы заводов-поставщиков.

УСП приведены в базисном уровне цен и не включают НДС. В соответствии с постановлением Госстроя России от 08.04.02 № 16 «О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве» за новый базисный уровень принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 г. Определение стоимости строительства в текущем (прогнозном) уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен.

Индексы цен публикуются:

– в «Вестнике Управления ценообразования и сметного нормирования Федерального Агентства по строительству и ЖКХ»;

– в Межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене «Индексы цен в строительстве».

Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика» приведены в табл. 5.1.

*Таблица 5.1*

**Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры по отрасли «Электроэнергетика» (на конец года по отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г.)**

2007	2008	2009	2010
------	------	------	------

Капитальные вложения			
4,040	4,790	4,667	5,394
Строительно-монтажные работы			
4,744	5,721	5,277	6,329
Технологическое оборудование			
2,673	3,041	3,159	3,359
Прочие расходы			
4,537	5,333	5,662	6,433

Стоимость строительства по УСП в текущем (прогножном) уровне цен осуществляется с применением индексов на капитальные вложения.

Базисные УСП учитывают стоимостные показатели на 1 км воздушных и кабельных линий, а также на подстанции (ПС) для нормальных условий строительства в европейской части страны. В других районах централизованного электроснабжения рекомендуется применять повышающие зональные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов (табл. 5.2).

Ориентировочная стоимость строительства для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей России может быть определена применением повышающих коэффициентов:

- ЛЭП – 2-2,7;
- ПС – 1,5-2,0;
- мощных ПС со сложной схемой доставки оборудования и тяжелыми условиями строительства – до 3,0.

УСП учитывают все затраты на сооружение ВЛ и ПС (базисные показатели стоимости). Затраты, связанные со строительством ремонтно-производственной базы, производством специальных строительных работ (плывуны, скальные грунты и др.), жилстроительством, устройством больших переходов через водные преграды, использованием вертолетов, и ряд других базисными показателями стоимости ВЛ и ПС не учтены.

*Таблица 5.2*

**Зональные повышающие коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов**

Районы	Зональные коэффициенты
--------	------------------------

	ВЛ	подстанции
Европейская часть России (без Урала)	1,0	1,0
Урал	1,1 – 1,2	1,1 – 1,2
Поволжье	1,0 – 1,1	1,0
Западная Сибирь	1,3 – 1,7	1,3 – 1,6
Восточная Сибирь	1,4 – 1,7	1,4 – 1,6
Дальний Восток	1,3 – 1,8	1,3 – 1,7
Северо-Западный	1,0 – 1,1	1,0 – 1,2
Северный Кавказ	1,0 – 1,2	1,0 – 1,2

Не включенные в базисные показатели затраты определяются индивидуальным расчетом или по проекту-аналогу.

### ***Воздушные линии***

Укрупненные стоимостные показатели составлены для ВЛ 35-500 кВ на унифицированных стальных и железобетонных опорах, 750 кВ – на типовых стальных опорах и 1150 кВ – на стальных опорах индивидуального проектирования. В стоимостных показателях магистральных ВЛ учтена подвеска волоконно-оптического кабеля связи.

УСП ВЛ составлены с учетом гололедных и ветровых нагрузок, соответствующих требованиям ПУЭ 7-го издания.

УСП ВЛ составлены с учетом использования сталеалюминиевых проводов марки АС по ГОСТ 839-80 с учетом последующих дополнений.

Базисные показатели стоимости ВЛ переменного тока напряжением 35-330 кВ приведены в табл. П20, П21. Эти показатели учитывают все затраты производственного назначения, а также затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 2,5-3,0 % – временные здания и сооружения;
- 5,0-6,0 % – прочие работы и затраты;
- 1,5-2,0 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0-11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Бóльшие значения затрат относятся к ВЛ напряжением 500 кВ и

выше.

При прохождении ВЛ в более сложных условиях (см. табл. П21) затраты на сооружение ВЛ увеличиваются (табл. П22). При этом отдельные усложняющие условия строительства учитываются независимо друг от друга.

В случаях, когда отсутствует подробная информация об условиях прохождения ВЛ, базисные показатели могут быть использованы без корректировки.

При учете затрат на установку выключателей по концам электропередачи добавляются затраты на противоаварийную автоматику (табл. П38).

Добавляя к базовым показателям стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, а при необходимости – стоимость вырубki просеки и устройства лежневых дорог, получаем необходимый объем капитальных вложений для строительства ВЛ.

Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом расчетных значений площади отвода под опоры ВЛ и стоимости земли. Площади постоянного отвода земли под опоры ВЛ зависят от типа и материала опор, использования расчетного пролета и др. При использовании типовых опор ВЛ и средних условий сооружения ВЛ площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным табл. 5.3. Для опор на оттяжках площадь отвода земли соответственно увеличивается.

Таблица 5.3

**Площадь постоянного отвода земли для типовых опор ВЛ**

Характеристика промежуточной опоры	Напряжение ВЛ, кВ	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м <sup>2</sup>	
		Стальные опоры	Железобетонные опоры
Одностоечная	35 – 110	65 – 70	35 – 40
Свободностоящая	220 – 330	80 – 115	35 – 90

Для участков ВЛ, проходящих по лесу, стоимость вырубki просеки определена для леса со средними показателями крупности, высоты и твердости пород древесины с учетом корчевки пней под дороги и площадки опор. Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог по болотистым участкам трассы при отсутствии более подробных данных могут быть приняты по данным табл. 5.4.

Таблица 5.4

**Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог**

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ		
	35 – 110	220	330
Вырубка просеки, тыс. руб./км	95	110	125
Устройство лежневых дорог, тыс. руб./км	370		

Дополнительные затраты, учитывающие усложненные условия строительства, могут быть приняты для соответствующих участков трассы с использованием повышающих коэффициентов по отношению к базисным показателям стоимости (табл. П22).

***Кабельные линии***

В основу определения УСП КЛ 6-10 и 35 кВ положены «Показатели стоимости электрических городских сетей» и «Укрупненные показатели стоимости строительства» института «Гипрокоммунэнерго», а также стоимостные показатели ряда конкретных проектов.

УСП по КЛ 110 и 220 кВ приняты на основании обобщения смет к рабочей документации конкретных объектов ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

Стоимостные показатели КЛ существенно зависят от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, сопутствующих затрат, а также от способа прокладки КЛ.

При небольших длинах это определяет существенный разброс удельных значений УСП КЛ. В наибольшей степени это относится к КЛ напряжением 110 кВ и выше при их прокладке в туннеле. Приведенные в табл. П23 и П24 значения УСП учитывают затраты на кабель, подготовку трассы, включая ее проектирование и юридическое

оформление, строительные-монтажные работы, специальные переходы (железнодорожные узлы, магистральные дороги и центральные площади и т.п.), разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий, вывоз/завоз грунта для обратной засыпки при прокладке КЛ 110 кВ и выше в траншеях центральной части крупнейших городов. При подводной прокладке КЛ затраты учитывают размыв траншеи и пригрузку КЛ мешками с песком.

При оценке стоимости КЛ в центральной части крупнейших городов следует учитывать стоимость сооружения коллектора (туннеля). Стоимость сооружения коллекторов приведена в табл. П25.

### ***Подстанции***

УСП распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые ПС.

УСП приведены для открытых ПС 35 кВ и выше и закрытых ПС 110-500 кВ, выполненных по типовым схемам электрических соединений РУ.

УСП ПС 35 кВ и выше приведены в ценах 2000 г. по ПС в целом и по отдельным основным элементам, к которым относятся: отдельные ячейки выключателей; трансформаторы (АТ); компенсирующие и регулирующие устройства; постоянная часть затрат; противоаварийная автоматика (ПА).

В показатели стоимости ПС включены также стационарные устройства для ревизии трансформаторов (500 кВ и выше) и затраты на внешние инженерные сети (дороги, водопровод и др.) в объемах, предусмотренных «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Базисные показатели стоимости ПС приведены без учета НДС, соответствуют нормальным условиям строительства и учитывают все затраты производственного назначения, а также затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы. Базисные показатели стоимости ПС приведены в табл. П26 и П27 для наиболее распространенных типов

ПС с использованием элегазового оборудования.

При составе основного оборудования и количестве отходящих ВЛ, отличающихся от указанных в табл. П26 и П27, а также при расширении и реконструкции ПС оценку стоимости сооружения ПС следует корректировать с учетом конкретных данных, а при их отсутствии – по данным табл. П29-П38.

Для определения полной стоимости ПС к базисным показателям добавляется стоимость постоянного отвода земли. Стоимость постоянного отвода принимается с учетом расчетных значений площади земельного участка под ПС и рекомендаций общей части.

Площадь постоянного отвода земли зависит от схемы электрических соединений, исполнения и компоновки ПС. При использовании типовых схем электрических соединений и оборудования отечественного производства примерная площадь постоянного отвода земли может быть принята по данным табл. П28.

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость можно определить набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

- 1) отдельные ячейки выключателей;
- 2) трансформаторы (АТ);
- 3) компенсирующие и регулирующие устройства;
- 4) постоянная часть затрат;
- 5) ПА;
- 6) затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по пп. 1-5):

- 1,5 % – временные здания и сооружения;
- 8,5 % – прочие работы и затраты;
- 1,0 % – содержание службы заказчика-застройщика, строитель-

ный контроль;

10,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Суммируя все затраты и добавив к полученному итогу стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, получают необходимый объем капитальных вложений на строительство ПС.

### ***Распределительные устройства***

Показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ) 35-1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

Стоимость ячейки ОРУ 35-220 кВ с количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. П29.

### ***Трансформаторы***

Показатели стоимости ячейки трансформатора (АТ) учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), материалы, строительные и монтажные работы. Стоимости ячейки трансформаторов 35-220 кВ приведены в табл. П30-31.

### ***Компенсирющие и регулирующие устройства***

Показатели стоимости компенсирующих и регулирующих устройств учитывают оборудование в полном объеме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы. Стои-

мости синхронных компенсаторов (СК), статических тиристорных компенсаторов (СТК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР) приведены в табл. П32-33.

Показатели стоимости СК, асинхронизированных компенсаторов и СТК учитывают: собственно СК, СТК, включая систему охлаждения, газовое и масляное хозяйство; РУ НН, силовые и контрольные кабели в пределах ячейки и до панелей в ОПУ; панели релейной защиты, установленные в ОПУ и относящиеся к ячейке; строительные и монтажные работы по сооружению здания и монтажу оборудования.

Если для присоединения СТК к сети требуется установка отдельного трансформатора, то стоимость его установки с выключателем учитывается дополнительно.

### ***Постоянная часть затрат***

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутривозрадную водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. П37). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС.

При осуществлении реконструкции (расширения) ПС постоянная часть затрат может быть принята (в % от значений, приведенных в табл. П37):

– 15-20 % при установке второго трансформатора, выключателя или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;

– 40-60 % при переустройстве ОРУ или замене РУ.

### ***Противоаварийная автоматика***

При определении стоимости ПС напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию ПА, приведенные в табл. П38.

При сооружении ВЛ напряжением 330 кВ и выше устройства ПА располагаются на соединяемых ПС, а стоимость ПА определяется по п.п. 3 табл. ПЗ8 в зависимости от функций ПА в связи с подключением к ним линии.

Составляющие стоимости строительства ЛЭП и ПС приведены в табл. ПЗ9.

### ***Затраты на демонтаж оборудования, конструкции и линий электропередачи***

В настоящее время значительный объем капитальных вложений направляется на реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ и ПС, которые были построены 30-40 лет назад. В ближайшие годы данная ситуация сохранится. При осуществлении реконструкции и технического перевооружения возникает необходимость демонтажа оборудования ПС и опор, проводов и грозозащитных тросов ВЛ.

Демонтаж оборудования ПС – разборка оборудования со снятием его с места установки и (в необходимых случаях) консервацией с целью перемещения на другое место или с целью замены новым оборудованием в период реконструкции, расширения или технического перевооружения предприятий, зданий и сооружений. При этом разборка оборудования со снятием или без снятия с места установки для выполнения ремонта к демонтажу оборудования не относится.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» – МДС 81-37.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается).

Стоимость монтажа оборудования принята в соответствии с «Федеральными единичными расценками на монтаж оборудования»

2001 г., сборник № 8 «Электротехнические установки».

Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

- оборудование подлежит дальнейшему использованию со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения – 0,7;
- оборудование подлежит дальнейшему использованию без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т.п.) – 0,6;
- оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части – 0,5;
- то же без разборки и резки – 0,3.

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций приведена в табл. П40.

Стоимость работ по демонтажу ВЛ 35-330 кВ включает в себя затраты на демонтаж опор ВЛ (железобетонных и стальных), а также проводов и грозозащитных тросов.

Затраты на демонтаж опор ВЛ 35-330 кВ рассчитаны в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж конструкций, изложенном в «Указаниях по применению Федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР-2001)» – МДС 81-36.2004.

Затраты на работы по демонтажу проводов и грозозащитных тросов для ВЛ 35-330 кВ определены в соответствии с общими указаниями, приведенными в сборнике ФЕРм-2001 № 33 «Линии электропередачи» – ФЕРм 81-02-33-2001.

Согласно перечисленным выше указаниям затраты на демонтажные работы определяются по соответствующим единичным расценкам (ФЕРм 81-02-33-2001) на установку опор, подвеску проводов и тросов без учета стоимости материальных ресурсов. При этом к затратам на оплату труда рабочих-строителей, эксплуатацию строительных машин и механизмов применяются следующие коэффициенты:

- при демонтаже железобетонных опор ВЛ – 0,8;
- при демонтаже стальных опор ВЛ – 0,7;
- на демонтаж трех проводов ВЛ 35-220 кВ – 0,75;
- на демонтаж шести проводов ВЛ 330 кВ:

- до 1 км – 0,7;
- свыше 1 км – 0,75;
- на демонтаж грозозащитных тросов – 0,65.

Стоимость демонтажных работ по ВЛ 35-330 кВ приведена в табл. П42.

## **5.5. ПОРЯДОК И ПРИМЕР РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ**

### ***Порядок расчета***

Расчет стоимости строительства ВЛ ведется в следующей последовательности. Определяются:

1. Базисная стоимость ВЛ в ценах 2000 г. (табл. П20).
2. Затраты на вырубку и подготовку просеки (цены 2000 г., табл. 5.4).
3. Затраты на устройство лежневых дорог (цены 2000 г., табл. 5.4).
4. Дополнительные затраты, учитывающие усложняющие условия строительства с учетом поправочных коэффициентов к базисным показателям (цены 2000 г., табл. П22).
5. Базисная стоимость концевых устройств (цены 2000 г., табл. П29).
6. Затраты, связанные с монтажом и наладкой устройств ПА (цены 2000 г., табл. П38).
7. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ [7] (табл. 3.4, табл. 7.3).

Затраты в текущем уровне цен суммируются.

К полученной сумме затрат добавляются затраты на проектно-изыскательские работы, благоустройство, временные здания и сооружения, прочие работы.

### **Пример расчета стоимости строительства ВЛ 220 кВ**

ВЛ 220 кВ предназначена для усиления внешнего электроснабжения энергоузла и прокладывается между ГЭС и ПС энергоузла. Расчет выполнен в ценах на 01.01.2011 г.

#### ***1. Общая характеристика района прохождения ВЛ 220 кВ***

1.1. Месторасположение ВЛ – Западная Сибирь.

1.2. Длина ВЛ 75 км, в т.ч. залесенность трассы 15 км.

1.3. Рельеф местности – равнинный.

1.4. Обустройство лежневых дорог 7 км.

1.5. Под опоры ВЛ изымаются земли сельхозугодий.

## **2. Технические показатели ВЛ**

2.1. Количество цепей – 1.

2.2. Характеристика опор – свободностоящие.

2.3. Материал опор – металл.

2.4. Марка и сечение Al и стальной части – АС 300/32.

2.5. Нормативный скоростной напор ветра 400 Па.

2.6. ПА принята для ПС с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений до двух.

2.7. Концевые устройства предусматривают установку по одному комплекту элегазовых выключателей с каждой стороны ВЛ.

Расчет затрат на строительство ВЛ (в базисных ценах 2000 г.) представлен в табл. 5.5.

*Таблица 5.5*

### **Расчет затрат на строительство ВЛ (в базисных ценах 2000 г.)**

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, млн руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ( $K_{тер}$ )	$75 \times 1080 \times 10^{-3} \times 1,3$	105,3
Вырубка просеки с учетом $K_{тер}$	$15 \times 110 \times 10^{-3} \times 1,3$	2,145
Устройство лежневых дорог с учетом $K_{тер}$	$7 \times 370 \times 10^{-3} \times 1,3$	3,367
Установка выключателей по концам электропередачи с учетом $K_{тер}$	$2 \times 12,5 \times 1,3$	32,5
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ до двух), с учетом $K_{тер}$	$0,89 \times 1,3$	1,157
Итого		144,469
Стоимость постоянного отвода земельного участка	$75 \times 80 \times 7 \times 10^{-6}$	0,042
Стоимость строительства ВЛ 220 кВ, всего		144,511

В ценах на 01.01.2011 г. стоимость строительства ВЛ 220 кВ составит:  $144,511 \times 5,39 = 778,9$  млн руб., где 5,39 – индекс цен по капитальным вложениям

ям по объектам электроэнергетики на начало 2011 г. по отношению к уровню цен 2000 г. (см. табл. 5.1). Стоимость 1 км – 10,38 млн руб.

### Пример расчета стоимости ПС 220 кВ

#### 1. Общая характеристика района размещения ПС

1.1. Месторасположение ПС – Европейская часть России.

1.2. Рельеф площадки ПС – равнинный.

1.3. Грунты – суглинки.

#### 2. Технические показатели подстанции 220/110/10 кВ

2.1. Мощность – 250 МВА

2.2. Тип и количество трансформаторов:

АТДЦТН 125000/220/110/10, 2 шт.

2.3. Главная схема электрических соединений:

на стороне 220 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин;

на стороне 110 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

2.4. Количество выключателей на стороне:

ВН – КРУЭ 220 кВ, 7 ячеек с выключателями;

СН – КРУЭ 110 кВ, 7 ячеек с выключателями.

2.5. ЗРУ-10 кВ – 4-секционное, рассчитанное на установку 46 ячеек вакуумных выключателей.

2.6. Количество отходящих линий – 4 ВЛ 220 кВ и 4 ВЛ 110 кВ.

2.7. ПА принята при количестве присоединений 220 кВ более двух.

Расчет затрат на строительство ПС 220кВ (в базисных ценах 2000 г.) представлен в табл. 5.6

Таблица 5.6

#### Расчет затрат на строительство ПС 220кВ (в базисных ценах 2000 г.)

№ п/п	Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, млн руб.
1.	Установка двух силовых автотрансформаторов мощностью 125 МВА каждый	2×22900	45800
2.	КРУЭ – 220 кВ	7×24000	168000
3.	КРУЭ – 110 кВ	7×11000	77000
4.	ЗРУ – 10 кВ	46×160	7360
5.	Противоаварийная автоматика	1200	1200
6.	Постоянная часть затрат	36000	36000

7.	Итого:		335360
8.	Стоимость строительства ПС (с учетом затрат, сопутствующих строительству, 21,0 %)	$335600 \times 1,21$	405786
9.	Затраты по отводу земельного участка под строительство ПС	$22 \times 10^3 \times 0,5 \times 40$	440
	Всего		406226

В ценах на 01.01.2011 г. стоимость ПС 220 кВ составит:  $406\,226 \times 5,39 = 2\,189\,558$  тыс. руб. = 2 190 млн руб., где 5,39 – индекс по капитальным вложениям по объектам электроэнергетики на начало 2011 г. по отношению к уровню 2000 г. без учета НДС (см. табл. 5.1).

### **ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Какие расходы относятся к эксплуатационным?
2. Экономический критерий при сравнении нескольких вариантов построения электрической сети.
3. Что такое «дисконтирование затрат»?
4. Какие существуют нормы дисконта?
5. Оценка ущерба от нарушения электроснабжения.
6. Из чего складываются укрупненные показатели стоимости электрических сетей?

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дисциплина «Электропитающие системы и электрические сети» является специальной дисциплиной широкого электроэнергетического профиля, поскольку охватывает очень большой спектр вопросов, касающихся систем электроэнергетики различных иерархических уровней. При изучении дисциплины не следует забывать, что в данном учебном пособии приводятся лишь базовые сведения о расчете электропитающих сетей: методика составления схем замещения ЛЭП, трансформаторов, расчет потерь мощности и электроэнергии в электросетях, методы расчета установившихся режимов электрических сетей, расчет эффективности развития электрических сетей.

Современный студент не должен ограничиваться рамками учебного пособия. Для более глубокого изучения материала дисциплины рекомендуется обращаться к методической и справочно-информационной литературе, указанной в библиографическом списке.

При выполнении курсового и особенно дипломного проектов необходимо постоянно обращаться к «Правилам устройства электроустановок» (настойной книге каждого электроэнергетика), а также к «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей», ГОСТам и другой нормативной литературе. Не следует забывать о таком средстве массовой информации, как Интернет, где можно найти разнообразную информацию о современном, перспек-

тивном и высоконадежном электротехническом оборудовании, его технических и стоимостных показателях.

Студент должен хорошо представлять современное состояние электроэнергетики страны. Только в этом случае студенту-выпускнику удастся вписаться в современные рыночные отношения в электроэнергетике, быть активным деятелем, а не пассивным созерцателем.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

### Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		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				
185	150/34	450	-				
	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
240	185/43	515	-				
	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
300	240/56	610	-				
	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				
500	400/64	860	-				
	500/27	960	830	-	980	-	820
	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-

## Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
	Неизолированные провода и шины: – медные – алюминиевые	2,5 1,3	2,1 1,1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: – медными – алюминиевыми	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: – медными – алюминиевыми	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

## Активное сопротивление алюминиевых проводов

Марка провода	Масса 1 км провода, кг	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимый ток нагрузки, А		Активное сопротивление при температуре +20 °С, Ом/км
			вне помещений	внутри помещений	
Алюминиевые провода					
А-16	44	5,1	105	75	1,98
А-25	68	6,4	135	105	1,28
А-35	95	7,5	170	130	0,92
А-50	136	9,0	215	165	0,64
А-70	191	10,7	265	210	0,46
А-95	257	12,4	320	255	0,34
А-120	322	14,0	375	300	0,27
А-150	407	15,8	440	355	0,21
А-185	503	17,5	500	410	0,17

**Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКП, АСКС,  
АСК по ГОСТ 839-80**

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение алюминий/сталь, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм		Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие, Н, не менее	Масса 1 км провода, кг					
		провода	стального сердечника			Алюминиевой части	Стального сердечника	Провода без смазки	Смазки для проводов марок		Смазки/пленки для провода марки АСК
									АСКС	АСКП	
(10/1,8)	10,6/ 1,77	4,5	1,5	2,7064	4089	28,9	13,8	42,7	1,0	1,0	-/0,56
(16/2,7)	16/ 2,69	5,6	1,9	1,7818	6220	44,0	20,9	64,9	1,0	1,0	-/0,56
(25/4,2)	24,9/ 4,15	6,9	2,3	1,1521	9296	67,9	32,4	100,3	1,5	1,5	-/0,56
(35/6,2)	36,9/ 6,15	8,4	2,8	0,7774	13524	100,0	48,0	148,0	2,5	2,5	-/0,84
40/6,7	40/ 6,7	8,74	2,91	0,7172	14400	-	-	161,3	-	-	-
(50/8,0)	48,2/ 8,04	9,6	3,2	0,5951	17112	132,0	63,0	195,0	3,0	3,0	-/0,84
63/10,5	63/ 10,5	10,97	3,66	0,4553	21630	-	-	254,0	-	-	-
(70/11)	68/ 11,3	11,4	3,8	0,4218	24130	188,0	88,0	276,0	4,5	4,5	1/ 1,12
(70/72)	68,4/ 72,2	15,4	11,0	0,4194	96826	188,0	567	755,0	38,0	38,0	19/3
(95/16)	95,4/ 15,9	13,5	4,5	0,3007	33369	261,0	124	385,0	6,0	6,0	-/1,4
(95/141)	91,2/ 141	19,8	15,4	0,3146	180775	251,0	1106	1357	69,0	63,0	25/4
100/16,7	100/ 16,7	13,82	4,61	0,2868	34333	-	-	403,2	-	-	-
(120/19)	118/ 18,8	15,2	5,6	0,2440	41521	324,0	147	471,0	11,0	35,0	9/2
(120/27)	114/ 26,6	15,4	6,6	0,2531	49465	320,0	208	528,0	14,0	37,0	12/2
125/6,9	125/ 6,9	14,67	2,97	0,2304	29167	-	-	397,9	-	-	-

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение алюминий/сталь, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм		Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие, Н, не менее	Масса 1 км провода, кг					
		провода	стального сердечника			Алюминиевой части	Стального сердечника	Провода без смазки	Смазки для проводов марок		Смазки/пленки для провода марки АСК
									АСКС	АСКП	
125/20,4	125/20,4	15,67	5,77	0,2308	45694	-	-	503,5	-	-	-
(150/19)	148/18,8	16,8	5,6	0,2046	46307	407,0	147	554,0	12,0	42,0	9,2
(150/24)	149/24,2	17,1	6,3	0,2039	52279	409	190	599	14	44	11/2
(150/34)	147/34,3	17,5	7,5	0,2061	62643	406	269	675	18	48	15/2
160/8,9	160/8,9	16,82	3,36	0,1800	36178	-	-	509,4	-	-	-
160/26,1	160/26,1	17,73	6,53	0,1803	57689	-	-	644,5	-	-	-
(185/24)	187/24,2	18,9	6,3	0,1540	58075	515	190	705	14	53	11/2
(185/29)	181/29	18,8	6,9	0,1591	62055	500	228	728	16	52	13/2
(185/43)	185/43,1	19,6	8,4	0,1559	77767	509	337	846	23	61	18/2
(185/128)	187/128	23,1	14,7	0,1543	183816	517	1008	1525	63	85	23/4
200/11,1	200/11,1	18,81	3,76	0,1440	44222	-	-	636,7	-	-	-
200/32,6	200/32,6	19,82	7,3	0,1442	70134	-	-	805,6	-	-	-
(205/27)	205/26,6	19,8	6,6	0,1407	63740	566	280	774	15	63	12/2
(240/32)	244/31,7	21,6	7,2	0,1182	75050	673	248	921	17	74	14/2
(240/39)	236/38,6	21,6	8,0	0,1222	80895	650	302	952	22	74	16/2
(240/56)	241/56,3	22,4	9,6	0,1197	98253	665	441	1106	30	78	22/3

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение алюминий/сталь, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм		Электрическое сопротивление 1 км провода постоянно-му току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие, Н, не менее	Масса 1 км провода, кг					
		провода	стального сердечника			Алюминиевой части	Стального сердечника	Провода без смазки	Смазки для проводов марок		Смазки/пленки для провода марки АСК
									АСКС	АСКП	
(300/39)	301/38,6	24,0	8,0	0,0958	90574	830	302	1132	22	87	16/2
(300/48)	295/47,8	24,1	8,9	0,0978	100623	812	374	1186	27	87	19/3
(300/66)	288,5/65,8	24,5	10,5	0,1000	117520	796	517	1313	37	95	17/3
(300/67)	288,5/67,3	24,5	10,5	0,1000	126270	796	527	1323	37	95	17/3
(300/204)	298/204	29,2	18,6	0,0968	284579	823	1605	2428	102	150	34/5
315/21,8	315/21,8	23,83	5,97	0,0917	79030	-	-	1039,2	-	-	-
315/51,3	315/51,3	24,87	9,16	0,0916	106834	-	-	1268,9	-	-	-
(330/30)	335/29,1	24,8	6,9	0,0861	88848	924	228	1152	16	112	12/2
(330/43)	332/43,1	25,2	8,4	0,0869	103784	918	337	1255	23	113	18/3
400/27,7	400/27,7	26,91	6,73	0,0722	98356	-	-	1319,7	-	-	-
400/51,9	400/51,9	27,64	9,21	0,0722	123037	-	-	1509,7	-	-	-
(400/18)	381/18,8	26,0	5,6	0,0758	85600	1052	147	1199	12	131	10/2
(400/22)	394/22	26,6	6,0	0,0733	95115	1089	172	1261	12	135	10/2
(400/51)	394/51,1	27,5	9,2	0,0733	120481	1090	400	1490	28	134	21/3
(400/64)	390/63,5	27,7	10,2	0,0741	129183	1074	498	1572	35	135	25/3
(400/93)	406/93,2	29,1	12,5	0,0711	173715	1119	732	1851	53	149	23/4
450/31,1	450/31,1	28,55	7,14	0,0646	107467	-	-	1484,6	-	-	-

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение алюминий/сталь, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм		Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие, Н, не менее	Масса 1 км провода, кг					
		провода	стального сердечника			Алюминиевой части	Стального сердечника	Провода без смазки	Смазки для проводов марок		Смазки/пленки для провода марки АСК
									АСКС	АСКП	
450/58,3,	450/58,3	29,32	9,77	0,0642	138417	-	-	1698,4	-	-	-
(450/56)	434/56,3	28,8	9,6	0,0666	131370	1199	441	1640	30	145	22/3
500/34,6	500/34,6	30,09	7,52	0,0577	119407	-	-	1649,6	-	-	-
500/64,8	500/64,8	30,90	10,30	0,0578	153796	-	-	1887,1	-	-	-
(500,26)	502/26,6	30,00	6,60	0,0575	112548	1384	208	1592,0	15	158	12/2
(500/27)	481/26,6	29,40	6,60	0,0600	112188	1329	208	1537,0	15	152	12/2
(500/64)	490/63,5	30,60	10,20	0,0588	148257	1354	498	1852,0	33	163	25/3
(500/204)	496/204	34,50	18,60	0,0580	319609	1374	1605	2979,0	105	230	20/3
(500/336)	490/336	37,50	23,90	0,0588	466649	1355	2650	4005,0	168	270	43/6
(550/71)	549/71,2	32,40	10,80	0,0526	166164	1518	558	2076,0	38	184	27,3
560/38,7	560/38,7	31,84	7,96	0,0515	133736	-	-	1847,5	-	-	-
560/70,9	560/70,9	32,70	10,90	0,0516	172592	-	-	2102,2	-	-	-
(600,72)	580/72,2	33,20	11,00	0,0498	183835	1603	567	2170,0	39	194	19/3
630/43,6	630/43,6	33,79	8,44	0,0458	150453	-	-	2078,5	-	-	-
630/79,8	630/79,8	34,69	11,56	0,0459	191772	-	-	2365,0	-	-	-
(605/79)	634/78,9	34,70	11,50	0,0456	200451	1752	620	2372,0	42	230	20/3

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение алюминий/сталь, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм		Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20°С, Ом, не более	Разрывное усилие, Н, не менее	Масса 1 км провода, кг					
		провода	стального сердечника			Алюминиевой части	Стального сердечника	Провода без смазки	Смазки для проводов марок		Смазки/пленки для проводов марки АСК
									АСКС	АСКП	
(700/86)	687/85,9	36,20	12,00	0,0420	217775	1900	675	2575,0	46	253	21/3
710/49,1	710/49,1	35,86	8,96	0,0406	169559	-	-	2342,4	-	-	-
710/89,9	710/89,9	36,82	12,27	0,0407	216124	-	-	2665,3	-	-	-
(750/93)	748/93,2	37,70	12,50	0,0386	234450	2068	732	2800,0	49	272	23/4
800/34,6	800/34,6	37,61	7,52	0,0361	167407	-	-	2479,6	-	-	-
800/66,7	800/66,7	38,30	10,45	0,0361	205433	-	-	2732,3	-	-	-
800/101,3	800/101,3	39,09	13,03	0,0361	243520	-	-	3003,2	-	-	-
800/105)	821/105	39,70	13,30	0,0352	260073	2269	823	3092,0	57	310	25/4
900/38,9	900/38,9	39,89	7,98	0,0321	188333	-	-	2789,5	-	-	-
900/75	900/75	40,63	11,08	0,0321	226500	-	-	3073,9	-	-	-
1000/43,2	1000/43,2	42,05	8,41	0,0289	209259	-	-	3099,4	-	-	-
(1000/56)	1003,2/56,3	42,40	9,60	0,0288	224047	2769	441	3210,0	30	355	22/3
1120/47,3	1120/47,3	44,50	8,90	0,0258	23428	-	-	3463,9	-	-	-
1120/91,2	1120/91,2	45,32	12,36	0,0253	283168	-	-	3810,7	-	-	-
1250/53,8	1250/52,8	47,02	9,40	0,0231	261750	-	-	3865,9	-	-	-
1250/101,8	1250/101,8	47,88	13,06	0,0231	316036	-	-	4253,0	-	-	-

**Индуктивные сопротивления воздушных линий  
с алюминиевыми проводами, Ом/км**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	-	-	-
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,393	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	-	-	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	-	-	-	-	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	-	-	-	-	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	-	-	-	-	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	-	-	-	-	-	-	0,431	0,426	0,420

**Индуктивные сопротивления воздушных линий  
со сталеалюминиевыми проводами, Ом/км**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	AC-35	AC-50	AC-70	AC-95	AC-120	AC-150	AC-185	ACO-240
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	-	-
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	-	-
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,357
3,5	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,366
4,0	-	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,376
4,5	-	-	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,383
5,0	-	-	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,390
5,5	-	-	-	-	0,429	0,422	0,415	0,396
6,0	-	-	-	-	-	-	-	0,401
6,5	-	-	-	-	-	-	-	0,405
7,0	-	-	-	-	-	-	-	0,410
7,5	-	-	-	-	-	-	-	0,415

Таблица П7

**Индуктивные сопротивления воздушных линий  
со сталеалюминиевыми усиленными проводами, Ом/км**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
6,0	0,396	0,386	-	-	-	0,402	0,393
6,5	0,402	0,393	-	-	-	0,407	0,398
7,0	0,405	0,396	0,390	0,384	0,378	0,412	0,403
7,5	0,410	0,401	0,394	0,388	0,380	0,417	0,408
8,0	0,414	0,405	0,399	0,393	0,385	0,421	0,412
8,5	0,416	0,407	0,402	0,396	0,388	0,424	0,415
9,0	0,422	0,414	0,405	0,400	0,393	0,427	0,420

Таблица П8

**Емкостные проводимости воздушных линий  
со сталеалюминиевыми проводами, См/км×10<sup>-6</sup>**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АСО-240
3,0	2,79	2,87	2,92	2,97	3,03	3,11
3,5	2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,03
4,0	2,68	2,75	2,79	2,85	2,90	2,96
4,5	2,62	2,69	2,74	2,79	2,85	2,90
5,0	2,58	2,65	2,69	2,74	2,82	2,86
5,5	-	-	2,67	2,70	2,74	2,80
6,0	-	-	-	-	-	2,76
6,5	-	-	-	-	-	2,74
7,0	-	-	-	-	-	2,70
7,5	-	-	-	-	-	2,68

Таблица П9

**Емкостные проводимости воздушных линий  
со сталеалюминиевыми усиленными проводами, Ом/км**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
6,0	2,80	2,87	-	-	-	2,84	2,91
6,5	2,76	2,84	-	-	-	2,80	2,87
7,0	2,72	2,80	-	-	-	2,77	2,83
7,5	2,70	2,77	2,81	2,86	2,91	2,73	2,80
8,0	2,68	2,74	2,79	2,82	2,88	2,70	2,77
8,5	2,66	2,71	2,76	2,80	2,85	2,68	2,75
9,0	2,62	2,69	2,72	2,77	2,82	-	-

**Активные и индуктивные сопротивления и емкостные проводимости  
трехжильных кабелей**

Номи- нальное сечение жил, мм <sup>2</sup>	Активное со- противление $r_0$ , Ом/км, при 20 °С		Индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км, при номинальном напряжении кабеля, кВ					Емкостная проводи- мость $b_0 \times 10^{-5}$ , См/км, при номинальном напряжении, кВ			
	Алю- миний	Медь	до 1	6	10	20	35	6	10	20	35
1,5	20,6	12,3		-	-	-	-	-	-	-	-
2,5	12,4	7,35		-	-	-	-	-	-	-	-
4	7,75	4,6	0,095	-	-	-	-	-	-	-	-
6	5,17	3,07	0,09	-	-	-	-	-	-	-	-
10	3,10	1,84	0,073	0,110	0,122	-	-	62,8	-	-	-
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	-	-	72,2	-	-	-
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	-	88,0	72,2	53,5	-
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	-	97,2	85,0	60,0	-
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	-	114	91,0	66,0	-
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,116	0,137	127	97,5	75,5	56,5
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	134	110	81,5	63,0
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120	146	116	100	75,5
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	162	138	110	81,5
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,101	0,113	169	141	119	88,0
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	-	-	185	144	132	97,3
300	0,103	0,061		-	-	-	-	-	-	144	103,5

Примечания: 1. Активные и индуктивные сопротивления даны для трехжильных кабелей с поясной изоляцией. 2. Емкостная проводимость дана для трехжильных кабелей 6-10 кВ – с поясной изоляцией, 20-35 кВ – с отдельно освинцованными жилами.

**Технические характеристики силовых трансформаторов ТМ, ТМФ**

Обозначение	Номи- нальная мощ- ность, $S_H$ , кВА	Сочетание напряжения, кВ		Потери XX, $\Delta P_0$ , Вт	Потери КЗ, $\Delta P_K$ , Вт	Напря- жение КЗ, $u_K$ , %	Ток XX, $I_0$ , %
		ВН	НН				
ТМ(Г)(Ф)-25/10	25	6; 10	0,4	110	600	4,5	2,7
ТМ(Г)(Ф)-40/10	40	6; 10	0,4	150	880	4,5	2,6
ТМ(Г)(Ф)-63/10	63	6; 10	0,4	220	1280	4,5	2,4
ТМ(Г)(Ф)-100/10	100	6; 10	0,4	290	1980	4,5	2,2

ТМ(Г)(Ф)-160/10	160	6; 10	0,4	410	2650	4,5	2,0
ТМ(Г)(Ф)-250/10	250	6; 10	0,4	550	3700	4,5	1,9
ТМ(Г)(Ф)-400/10	400	6; 10	0,4	830	5500	4,5	1,8
ТМ(Г)(Ф)-630/10	630	6; 10	0,4	1050	7600	5,5	1,6
ТМ(Г)(Ф)-1000/10	1000	6; 10	0,4	1550	10800	5,5	1,2
ТМ(Г)(Ф)-1250/10	1250	6; 10	0,4	1800	15000	6,0	1,2
ТМ(Г)(Ф)-1600/10	1600	6; 10	0,4	1950	16500	6,0	1,0
ТМ(Г)(Ф)-2500/10	2500	6; 10	0,4	3400	25000	6,0	0,8

Примечание: Схема соединения обмоток трансформатора  $Y/Y_n - 0$ ;  $\Delta/Y_n - 11$ . Структура обозначения: Т – трансформатор, М – масляный; Г – герметичный; Ф – с фланцами на крышке для бокового присоединения шин.

Таблица П12

### Технические характеристики силовых трансформаторов ТМЗ

Обозначение	Номинальная мощность, $S_n$ , кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери ХХ, $\Delta P_0$ , Вт	Потери КЗ, $\Delta P_k$ , Вт	Напряжение КЗ, $u_k$ , %	Ток ХХ, $I_0$ , %
		ВН	НН				
ТМЗ-630/10	630	6; 10	0,4	1050	7600	5,5	1,6
ТМЗ-1000/10	1000	6; 10	0,4	1550	10800	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10	1600	6; 10	0,4	2050	16500	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500	6; 10	0,4	2800	28000	6,0	0,8

Таблица П13

### Технические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Обозначение	$S_n$ , МВА	Пределы регулирования	Сочетание напряжений, кВ		Потери ХХ, $\Delta P_0$ , кВт	Потери КЗ, $\Delta P_k$ , кВт	Напряжение КЗ, $u_k$ , %	Ток ХХ, $I_0$ , %
			ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5 % -8×1,5 %	110	6,6; 11	5,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11	11,5	44	10,5	0,8
ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11	14	60	10,5	0,7
ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11	19	85	10,5	0,7
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,6; 11	27	120	10,5	0,7
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	36	172	10,5	0,65
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	59	260	10,5	0,6

## Технические характеристики трехобмоточных трансформаторов 35-220 кВ

	Ном. Мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВА		U <sub>кз</sub> , %			I <sub>хх</sub> , %	Габаритные размеры			Масса, т		
		ВН	СН	НН	P <sub>хх</sub>	P <sub>кз</sub>	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		a	b	h	транспор-тная	Актив. части	полная
Трехфазные трансформаторы мощностью до 16000 кВ*А на напряжение 35 кВ (ГОСТ 11920-85Е) С регулированием напряжения под нагрузкой: РПН на стороне ВН ± 9 % ± 6 ступеней, СН и НН без ответвлений																
ТМТН-6300/35У1	6300	35	10,5..5,75	6,3	12	55	7,5	16,0	7,5	1,2	5,2	4,3	4,5	20,0	10,0	26,5
РПН на стороне ВН ±12 % не менее ± 8 ступеней, СН и НН без ответвлений																
ТДТН-10000/35У1	10000	36,75	10,5..5,75	6,3	19	61	8,0	16,5	7,0	1,0	6,0	4,3	5,2	26,0	14,0	35,0
ТДТН-16000/35У1	16 000	36,75	10,5..5,75	6,3	28	116	8,0	16,5	7,0	0,95	6,5	4,5	5,5	35,0	20,0	47,0
Трехфазные трансформаторы мощностью до 80000 кВ*А на напряжение 110 кВ (ГОСТ 12965-85Е) С регулированием напряжения под нагрузкой: РПН в нейтрали ВН ±16 % ±9 ступеней, ПБВ на стороне СН 38,5 кВ ± 2×2,5 %																
ТМТН-6300/110-73У1	6300	115	38,5	6,6; 11	14	58	10,5	17,0	6,0	1,2	6,2	3,5	3,4	37,6	15,0	44,2
ТДТН-10000/110-76У1	10000	115	38,5	6,6; 11	19	76	10,5	17,0	6,0	1,1	6,9	3,7	5,4	45,0	22,0	57,1
ТДТН-16000/110-76У1	16000	115	38,5	6,6; 11	26	96	10,5	17,0	6,0	1,0	7,3	4,5	5,7	61,0	30,0	59,8
ТДТН-25000/110-76У1	25000	115	11,0 38,5	6,6 11	36	140	10,5	17,0	6,0	1,0	7,5	5,9	5,9	65,0	37,0	76,6
ТДТН-40000/110-67У1	40000	115	11,0 38,5	6,6 11	50	220	10,5	17,0	6,0	0,9	7,5	5,0	6,2	88,0	53,0	103,0
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110-76У1	63000	115	11,0 38,5	6,6 11	70	290	10,5	17,0	6,5	0,85	9,4	5,4	7,2	110,0	68,0	135,0
ТДТН(ТДЦТН)-80000/110-69У1	80000	115	11,0 38,5	6,6 11	82	390	10,5	17,0	6,5	0,6	10,3	6,2	8,0	121,0	80,0	148,0

Трехфазные трансформаторы мощностью до 63000 кВ*А на напряжение 150 кВ (ГОСТ 17546-72*) С регулированием под нагрузкой: РПН в нейтрали ВН±12 % ±8 ступеней, ПБВ на стороне СН (при токе до 700А ±2 x 2,5 %, при токе более 700А ± 5 %)																
ТДТН-16000/150-70У1	16000	158	38,5	6,6; 11	25	96	10,5	18,0	6,0	1,0	7,9	4,5	6,0	55,0	31,0	64,1
ТДТН-25000/150-70У1	25000	158	38,5	6,6; 11	34	145	10,5	18,0	6,0	0,9	8,0	4,6	6,4	67,0	37,0	76,0
ТДТН-40000/150-70У1	40000	158	38,5	6,6; 11	53	185	10,5	18,0	6,0	0,8	8,0	4,8	6,7	88,0	54,0	100,0
ТДТН-63000/150-70У1	63000	158	38,5	6,6; 11	67	285	10,5	18,0	6,0	0,7	8,0	4,9	7,4	109,0	69,0	131,0

Примечания: 1. Структура условного обозначения трансформаторов: Т – трехфазный, Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла, Г – трехобмоточный, Н – регулирование напряжения под нагрузкой.

2. Мощность каждой из обмоток (ВН, СН и НН) составляет по 100 % от номинальной.

Таблица П15

### Технические характеристики трехобмоточных трансформаторов 35-220 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			

С высшим напряжением 35 кВ

ТМТН-6300/35	6300	35	10,5; 13,8 15,75	6,3	12	55	7,5	7,5	16	1,2	Ун/Δ-Δ-0-11	20600
ТМТН-10000/35 или ТДТН-10000/3 5	10000	36, 75	10,5; 13,8 15,75	6,3	19	75	8,0 (16,5)	16,5 (8,0)	7,0	1,0	Ун/Δ-Δ-0-11	–
ТМТН-16000/35 или ТДТН-16000/35	16000	36, 75	10,5; 13,8 15,75	6,3	28	11 5	8,0 (16,5)	16,5 (8,0)	7,0	0,95	Ун/Δ-Δ-0-11	34 500
ТДТН-25000/35 * или ТДТНГ-25000/35* или ТДТНГЭ-25000/35 *	25000	36, 75	6,3	6,3	62	14 5	9,5	9,5	1,5	2,5	Ун/Δ-Δ-0-11	

С высшим напряжением 110 кВ

ТМТГ-5600/110*	5600	121	38,5	11	30	69,5	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	11700
ТМТ-6300/110*	6300	110; 121	38,5	6,6; 11	32	65	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,8	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	20000
ТМТН-6300/110	6300	115	38,5	6,6; 11	13	52	10,5	17	6	1,0	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	31535
ТМТГ-7500/110*	7500	121	38,5	11	35	82	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,6	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	14000
ТМТН-10000/110	10 000	115	22	6,6	23	80	10,5	17	6	1,1	У <sub>Н</sub> /Δ/Δ-11-11	-
ТДТН-10000/110 ТДТНШ-10000/110	10000 10000	115 115	38,5 6,3	6,6; 11 6,6	17 17	76 76	10,5 10,5	17 17	6 6	0,8 0,8	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11 У <sub>Н</sub> /Δ/Δ-11-11	46000
ТДТГ-10000/110	10000	121	38,5	11	45	97	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4,4	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	16200
ТДТНГ-10000/110	10000	145	38,5	11	47	72	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	23200
ТДТНГЭ-10000/110	10000	115	38,5	11	47	72	17 (10,5)	10,5 (17)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	23 200
ТДТГ-15000/110	15000	121	38,5	11	63	132	17 (10,5)	10,5 (17)	6	4	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	19600
ТДТН-15000/110	15000	115	38,5	11	65	140	10,5 (17)	17 (10,5)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	-
ТДТНГ-15000/110	15000	112	38,5	11	65	137	10,8 (18,2)	18,2 (10,8)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	27 500
ТДТНГ-15000/110* или ТДТНГЭ-15000/110*	15 000	115	38,5	11	65	140	10,5 (17)	17 (10,5)	6	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	-
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	6,6; 11	23	100	10,5	17,5	6,5	0,75	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	50000
ТДТГ-20000/110*	20000	121	38,5	11	76	163	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3,5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	28 880
ТДТН-20000/110* или ТДТНГ-20000/110*	20000	115	38,5	6,6; 11	45	127	17 (10,5)	10,5 (17)	6	2,5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	48000
ТДТНГ-20000/110*	20000	112	38,5	6,3	78	181	11,7 (18,4)	19 (11,2)	6,7 (6,5)	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	32000
ТДТНГЭ-20000/110*	20000	115	38,5	11	45	127	10,5 (17)	17 (10,5)	6	2,5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	-
ТДТН-25000/110 ТДТНШ-25000/110	25000 25000	115 115	38,5 6,3	6,6; 11 6,6	31 31	140 140	10,5 10,5	17,5 17,5	6,5 6,5	0,7 0,7	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11 У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	62000
ТДТГ-31500/110*	31 500	121	38,5	11	105	233	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	30 830
ТДТН-31500/110*	31500	115	38,5	11	75	225	17,4	10,5	6,2	5	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /Δ-0-11	58000

ТДТН-31500/110* или ТДТНГ-31500/110* или ТДТНГЭ-31500/110	31 500	115	6,3	6,3	95	195	10,5	10,5	20	4	УН/Δ/Δ-11-11	-
ТДТНГ-31500/110* или ТДТНГЭ-31500/110*	31 500	115	38,5 27,5	11	125	260	17,4	10,5	6,2	5	УН/УН/Δ-0-11 Уе/Д/Д-11-11	39 760
ТДТН-40000/110	40000	115	38,5 11	6,6; 11, 6,6	43	200	10,5	17,5	6,5	0,6	УН/УН/Д-0-11 УН/Д/Д-11-11	81000
ТДТНШ-40000/110	40000	115	6,3	6,3	43	200	10,5	17,5	6,5	0,6	У <sub>0</sub> /Δ/Δ-11-11	-
ТДТГ-40500/110*	40 500	121	38,5	11	130	300	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	УН/УН/Δ-0-11	32000
ТДТН-40500/100 *	40 500	112	38,5	11	130	300	17 (10,5)	10,5 (17)	6	3	УН/УН/Δ-0-11	32000
ТДТНГ-40500/110*	40 500	112	38,5	11	135	300	17	10,5	6	4	УН/УН/Δ-0-11	61000
ТДТНГ-40500/110*	40500	112	38,5	10,5 ; 11	145	305	18,4; 10,6	10,9; 18,2	7; 6,9	4	УН/УН/Δ-0-11	37 800
ТДТНГЭ-40500/110*	40 500	112	38,52 7,5	11	135	300	17 10,15	10,5 (17)	6	4	УН/УН/Δ-0-11	-
ТДГ-60000/110*, ТДТН-60000/110*	60000 60000	121 115	38,5 38,5	13,5 13,5	150 190	410 355	17 17,5	10,5 10,5	6 7	4	УН/УН/Δ-0-11	43800 80000
ТДТНГЭ-60000/110*	60000	115	38,5	13,8 6,6	190	355	17,5 12,5 19,5	10,5 19,5 12,5	7 6	4	УН/УН/Δ-0-11	—
ТДТН-63000/110	63000	115	11 38,5	6,6 6,6 11	56	290	10,5	17,5	7	0,55	УН/Δ/Δ-11-11 УН/УН/Δ-0-11	104000
ТДТГ-75000/110*	75000	121	38,5	10,5	170	530	17	10,5	6	4	УН/УН/Δ-0-11	—
ТДТН-75000/110* или ТДТНГ-75000/110* или ТДТНГЭ-75000/110*	75000	115	38,5	10,5 6,6	210	450	20	12	7,5	4	УН/УН/Δ-0-11	90000
ТДТН-80000/110 или ТДЦТН-80000/110	80000	115	11 38,5	6,6 6,6 11	65	365	11,0	18,5	7	0,5	УН/Δ/Δ-11-11 УН/УН/Δ-0-11	114000
ТДТНГ-80000/110*	80000	115	38,5	6,6 11	115	390	11	18	6,5	1,6	УН/УН/Δ-0-11	—

## Технические характеристики трехобмоточных трансформаторов 150-220 кВ

Тип	Номинальная мощность кВА	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт		Напряжение кз, %			$I_{xx}$ %	Схема и группа соединения обмоток	Цена, руб.
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН СН	ВН НН	СН НН			
С высшим напряжением 150 кВ												
ТДТГ-15000/150*	15000	150	38,5	11 6,6	83	122	12,5	17,5	6	6	Ун/Ун/Δ-0-11	47000
ТДТН-16000/150*	16000	158	38,5	11	25	96	10,5	10,5			Ун/Ун/Δ-0-11	53000
ТДТН-25000/150	25000	158	38,5	6,6	34	145	10,5	18	6	0,9	Ун/Ун/Δ-0-11	64000
ТДТН-25000/150*	25000	154	38,5	27,5	120	190						
ТДТГ-31500/150*	31500	150	38,5	6,3 6,6 11	135	245	12,5 17,5	17,5 12,5	5	4,5	Ун/Ун/Δ-0-11	—
ТДТН-40000/150	40000	158	38,5	6,6 11	53	220	10,5	18	6	0,8	Ун/Ун/Δ-0-11	81500
ТДТГ-60000/150*	60000	150	38,5	11	190	355	12,5 19,5	19,5 12,5	6	4,5	Ун/Ун/Δ-0-11	—
ТДТГ-60000/150*	60000	154	38,5	6,6 6,6	214	386	19,5	12,5	6	5	Ун/Ун/Δ-0-11	81000 106000
ТДТН-63000/150*	63000	158	38,5	11	70	290	10,5	18		0,7	Ун/Ун/Δ-0-11	
С высшим напряжением 220 кВ												
ТДТНГ-20000/220*	20000	230	38,5	11 6,6	95	145 154	125	18,9 19,1	6,1 6,3	5,5 5,7	Ун/Ун/Δ-0-11	66000
ТДТН - 25000/220	25000	230	22 38,5	6,6 11	41	135	12,5	20	6,5	1,2	Ун/Ун/Δ-0-11	101700
ТДТН - 40000/220*	40000	230	22 38,5	6,6 11	54	240	12,5	22	9,5	1,1		127600
ТДЦТН - 63000/220*	63000	230	22 38,5	6,6 11	75	320	12,5	24	10,5	1	Ун/Ун/Δ-0-11	

Примечание: 1. \* – при проектировании на перспективу не применяются; 2. В скобках указано напряжение КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода.

**Технические данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов  
АТ 63-250 МВ\*А, 220кВ**

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА		Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			$I_{xx}$ , %
	АТ	Обмотки НН	ВН	СН	НН	ХХ	КЗ*	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
АТДЦТН-63000/220/110	63	32	23 0	12 1	6,6;11; 38,5	37	200	11	35	22	0,45
АТДЦТН-125000/220/110	125	63	23 0	12 1	6,3;6,6; 10,5;11; 38,5	65	315	11	56	28	0,4
АТДЦТН-200000/220/110	200	<u>80</u> 100	23 0	12 1	6,3;6,6; <u>38,5</u> 10,5; 11;	105	430	11	32	20	0,45
АТДЦТН-250000/220/110	250	<u>125</u> 100	23 0	12 1	10,5 <u>11</u> 38,5	120	500	11	32	20	0,4

Примечание: 1. \* – для основной пары обмоток. 2. Под дробью приведены номинальные мощности обмоток НН 100 МВА и относящиеся к ним напряжения НН.

**Амортизационные отчисления**

**(утверждены постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1)**

Наименование элементов электрических систем	Срок полезного использования, лет	Коэффициент амортизации, $a_p$
Трансформаторы, выключатели, разъединители, отделители, преобразователи статические	от 15 до 20 включит.	6,7-5 %
Генераторы к паровым, газовым и гидравлическим турбинам. Синхронные компенсаторы	от 25 до 30 включит.	4-3,3 %
ВЛ на металлических опорах	от 10 до 15 включит.	10-6,7 %
ВЛ на ж/б опорах	от 15 до 20 включит	6,7-5 %
Кабели с медной жилой	свыше 30 лет	свыше 3,3 %
Провода и другие кабели	от 20 до 25	5-4 %

**Примечание.** Приведенные данные основаны на зарубежном опыте; в отечественной проектной практике они пока не нашли широкого применения. В расчетах применяются действующие нормы амортизационных отчислений, установленные ранее:

электрооборудование РУ – 4,4 %;

ВЛ 35 кВ и выше на металлических ж/б опорах – 2 %;

ВЛ 35 кВ и выше на деревянных опорах – 3,3 %;

КЛ 110 кВ и выше в земле, помещениях и в воде – 2 %.

**Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов  
электрической сети, % капитальных затрат**

Наименование элементов энергетических систем	Затраты на обслуживание	Ремонты	Общие отчисления
Электрооборудование и РУ (кроме ГЭС)			
до 150 кВ	3,0	2,9	5,9
220 кВ и выше	2,0	2,9	4,9
Электрооборудование и РУ ГЭС			
до 150 кВ	3,0	2,5	5,5
220 кВ и выше	2,0	2,5	4,5
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,4	0,4	0,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	0,5	1,6	2,1
КЛ до 10 кВ			
со свинцовой оболочкой, проложенные:			
– в земле и помещениях;	2,0	0,3	2,3
– под водой	2,0	0,6	2,6
с алюминиевой оболочкой, проложенные в земле и в помещениях	2,0	0,3	2,3
с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	2,0	0,3	2,3
КЛ 20-35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные:			
– в земле и помещениях;	2,0	0,4	2,4
– под водой	2,0	0,8	2,8
КЛ 110-220 кВ, проложенные:			
– в земле и помещениях;	2,0	0,5	2,5
– под водой	2,0	1,0	3,0

**Базисные показатели стоимости ВЛ 35-330 кВ переменного тока  
на стальных и железобетонных опорах**

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода АС сечением, шт.×мм <sup>2</sup>	Количество цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				Стальные опоры	Железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	870	740
			2	1200	1070
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1280	1150
		185 – 240	1	1100	890
			2	1600	1440
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	–
		400	1	1470	1250
			2	2420	–
330	Свободностоящие	2×300	1	1995	–
			2	3100	–
		2×400	1	2300	–
			2	3660	–
	Двухстоечные с внутренними связями	2×300	1	–	1880
		2×400	1	–	2010

Таблица П21

**Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости**

Усложняющие условия строительства	Относительная длина трассы с данными условиями	
	ВЛ 35-110 кВ	ВЛ 220-330 кВ
III РКУ по гололеду	0,9	0,9
IV РКУ по гололеду	0,1	0,1
Болотистая трасса	–	0,05
Поймы рек	0,02	0,02
Обводненный грунт	0,4	0,4
Косогоры, стесненные условия	0,7	0,7

**Коэффициенты для учета усложняющих условий строительства ВЛ**

Условия строительства ВЛ	Стальные опоры		Железобетонные опоры	
	35-110 кВ	220-750 кВ	35-110 кВ	220-500 кВ
Скоростной напор ветра 0,61-0,75 кПа	1,06	1,06	1,06	1,06
Скоростной напор ветра более 0,75 кПа	1,15	1,15	1,11	1,11
В горных условиях	1,6	1,32	1,5	1,35
В условиях городской и промышленной застройки	1,6	1,62	1,7	–
На болотистых участках трассы	1,46	1,16	2,1	1,7
В пойме рек	1,14	1,09	1,18	1,1
Особо гололедные районы по отношению к IV РКУ	1,27	1,27	1,28	1,21
В прибрежных и загрязненных районах при минимальной длине утечки: 2 см/кВ и более – 110 кВ и выше; 2,35 см/кВ и более – до 35 кВ	1,02	1,02	1,09	1,05

**Стоимостные показатели КЛ 6-10 кВ**

Сечение КЛ 6-10 кВ, мм <sup>2</sup>	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.	
	Один кабель в траншее	Два кабеля в траншее
Тип используемого кабеля: ААБЛУ, ААБ2ЛУ, ААШВУ, ААШПУ		
50 – 95	700 – 745	1015 – 1050
120 – 150	820 – 850	1170 – 1300
185 – 240	890 – 1150	1390 – 1480
Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ		
3(1×95/35)	1300	2100
3(1×150/35)	1400	2200
3(1×500/50)	1600	2400

## Стоимость КЛ 110-500 кВ (три фазы)

Напря- жение, кВ	Сечение фазы, мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	Стоимость 1 км КЛ, тыс. руб.		Условия прокладки
			при про- кладке одно- го кабеля	при про- кладке двух кабелей	
110	630 – 1200	С изоляцией из сшитого полиэти- лена	18000	25000	в земле
	550	МВДТ	12500	15800	в земле
220	1000 – 2000	С изоляцией из сшитого полиэти- лена	22000	32000	в земле
	550	МВДТ	16700	20400	в земле
330	550	МВДТ	17100	22100	в земле
Подводная прокладка (глубина до 20 м, длина 1 км)					
110	625	МНСК	22900	27100	в воде
			(4 фазы)		
	550	МВДТ	15000	17100	
220	550	МВДТ	20400	23300	в воде

## Стоимость сооружения коллекторов и переходных пунктов

Коллекторы, сооружаемые щитовым способом. Глубина заложения до 6 м, диаметр щита (м)	Базисная удельная стоимость 1 км коллектора, млн руб.
2,0 – 5,0	40 – 90
Переходной пункт (ПП)	Стоимость ПП, млн руб.
100 – 500 кВ	10 – 12

Базисные показатели стоимости открытых ПС 35-220 кВ

Напряже- ние ПС, кВ	Кол-во и мощность трансфор- маторов, шт.×МВА	Номер схемы РУ на стороне		Количество отходящих ВЛ от шин, шт.		Стоимость объекта в целом, млн руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
35/10	2×4	35 – 5АН	–			22
110/20	2×25	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	–			66
110/10	2×40	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	–			69
110/35/10	2×25	Две рабочие системы шин 110 – 13	Одна рабочая система шин, секци- онированная выключателем. 35 – 9	4	4	126
	2×40	Две рабочие системы шин 110 – 13	Одна рабочая система шин, секци- онированная выключателем. 35 – 9	4	4	130
220/10	2×63	Мостик – 5Н и 5АН	–			124
220/110/10	2×63	Четырехугольник. 220 – 7	Одна рабочая система шин, секци- онированная выключателем. 110 – 9	2	4	212
	2×125	Одна рабочая секциониро- ванная система шин. 220 – 9		4	4	289
	2×200	Две рабочие системы шин. 220 – 13		4	4	316
	2×250	Полуторная. 220 – 17		6	4	415

Примечание: Номер схемы РУ соответствует типовым схемам РУ 6–750 кВ подстанций. («Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007–29.240.30.010–2008) (5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий; 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов).

## Базисные показатели стоимости закрытых ПС 110-220 кВ (КРУЭ)

Напряже- ние ПС, кВ	Кол-во и мощность трансфор- маторов, шт.×МВА	Номер схемы РУ на стороне		Количество отходящих ВЛ от шин, шт.		Стоимость объекта в целом, млн руб.
		ВН	СН	ВН	СН	
110/20	2×25	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	–			75,4
110/10	2×40	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	–			78,1
220/10	2×63	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	–			160,6
220/110/10	2×63	Четырехугольник. 220 – 7	Одна рабочая система шин, секци- онированная выключателем. 110 – 9	2	4	290,5
	2×125	Одна рабочая секциониро- ванная система шин. 220 – 9		4	4	406
	2×200	Две рабочие системы шин. 220 – 13		4	4	430,1
	2×250	Полуторная. 220 – 17		6	4	493

**Примерная площадь постоянного отвода земли под подстанции  
(при установке оборудования обычного исполнения)**

Схема электрических соединений ПС на стороне ВН и отдельные элементы ПС	Площадь постоянного отвода земли под ПС 35-750 кВ, тыс. м <sup>2</sup>		
	35	110	220
<b>1. ПС в целом</b>			
Блок линия-трансформатор с выключателем	1,5	2,5 – 4,5	8 – 20
Мостик с тремя выключателями или 2 блока и дополнительная ВЛ	2,5	10 – 15	14 – 25,5
Четырехугольник	–	–	16
Сборные шины с 8-9 ячейками на ВН	5	12 – 15	22 – 32
<b>2. Элементы ПС</b>			
ЗРУ 10 (6) кВ с четырьмя секциями	0,5		
Ячейка ОРУ	0,3	0,5	1,6
Установка двух СТК 50 МВАр	1,8 – 2,3		

Примечания. 1. Меньшие значения площади относятся к ПС с двухобмоточными, большие – к ПС с трехобмоточными трансформаторами. 2. При использовании КРУЭ площади ПС составляют до 50 % соответствующих ПС с оборудованием наружной установки. 3. При несоответствии схемы ПС типовой площадь отвода земли может быть оценена путем увеличения или уменьшения.

**Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в ОРУ 35-220 кВ**

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	–	210	85 – 160	700	–
35	–	1150	200	2000	–
110	4150	3450	–	7000	11000
220	8800	9650	–	12500	24000

Примечания. 1. Стоимость ячейки выключателя включает: оборудование (60 %); релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22 %); ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18 %). 2. Стоимость ячейки КРУЭ включает строительную часть здания. 3. Для ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем большее значение стоимости соответствует ячейке с выкатным элементом.

Таблица П30

**Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб.**

Мощность, МВА	Трансформатор					автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
6,3	2200	3200	3800	–	–	–
10	2800	4100	5300	–	–	–
16	3700	5900	7400	–	–	–
25	5000	7100	8200	–	10700	–
40	7600	8600	9500	10900	12000	–
63	–	11600	12800	14700	–	16300
80	–	13400	14700	18700*	–	–
100	–	–	–	18700	–	–
125	–	19000	–	23400*	–	22900
160	–	–	–	19900	–	–
200						31800
250						33200

\* С ПБВ.

Таблица П31

**Стоимость линейных регулировочных трансформаторов**

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН – 16000/10	10	16	6500
ЛТМН – 40000/10	10	40	7000
ЛТМН – 63000/35	35	63	8500

Таблица П32

**Стоимость синхронных и асинхронизированных компенсаторов  
и статических тиристорных компенсаторов**

Тип СК, СТК	Мощность, МВАр	Стоимость, тыс. руб.	
		Двух СК, СТК	В т.ч. при вводе первого СК, СТК
КСВБ-50–11	50	37500	23750
КСВБО-50–11	50	47000	29000
КСВБ-100–11	100	73750	48500
КСВБО-100–11	100	83000	53500
АСК – 50	50	28000	20000
АСК-100	100	56000	39000
СТК -50	±50	28000	20000
СТК-100	±100	56000	39000

### Стоимость управляемых шунтирующих реакторов 110-500 кВ

Наименование показателей	Параметры УШР				
	УШР – 110 кВ	УШР – 220 кВ	УШР – 330 кВ	УШР – 500 кВ	УШР – 750 кВ
1. Напряжение, допустимое в эксплуатации, кВ	121	242	347	$525/\sqrt{3}$	$787/\sqrt{3}$
2. Мощность номинальная, МВА	32,0	63,0 – 100,0	100,0	3×60	3×110
3. Стоимость УШР (один комплект), тыс. руб.	10500	19500 – 30000	30600	54630	102000

Примечание: стоимость выключателя не учтена.

### Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 10-220 кВ нового поколения

Напряжение, кВ	Установленная мощность, МВАр	Стоимость, тыс. руб.	Примечание
10	12	3500	Комплект с токоограничивающими реакторами и трансформаторами тока небалансной защиты
110	50	6800	
220	100	15000	

### Стоимость шунтирующих реакторов 6-1150 кВ (комплект – три фазы)

Тип реактора	Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
РТМ	11	3,3	1300
РТД	38,5	20	3600
3×РОД	121	3×33,3	9500
3×РОДЦ	525	3×60	43700
3×РОДЦ	787	3×110	80200

**Стоимость токоограничивающих реакторов 6-110 кВ  
(комплект – три фазы)**

Тип реактора	Характеристика	Стоимость, тыс. руб.		
		110 кВ	6-10 кВ	
			Одинарные	Сдвоенные
ТОРМТ	Наружная установка	750	–	–
РТОС	Наружная установка	–	650	900
РТОС	Внутренняя установка (с учетом стоимости здания):			
	естественная вентиляция	–	750	–
	принудительная вентиляция	–	850	1250

**Постоянная часть затрат на ПС 35-330 кВ**

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.	
		Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
110/10 – 20	Мостик – 110 – 5Н и 5АН	11000	7000
110/35/10	Две рабочие системы шин	21000	–
220/10 – 20	Мостик – 220 – 5Н и 5АН	26000	17000
220/110/10	Четырехугольник	35000	26000
	Две рабочие системы шин	52000	38000
	Трансформатор – шины с полуторным присоединением линий	59000	44000
	Полуторная	76000	53000
330/10 – 20	Мостик – 330 – 5Н и 5АН	29000	17000
330/110/10	Четырехугольник	61000	48000
330/220/10	Четырехугольник	67000	51000
330/220/10	Трансформатор – шины с присоединением линий через два выключателя	87000	66000

## Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики

№	Объект	Стоимость, тыс. руб.				
		Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого
ПА подстанций с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений 220 кВ						
1	до 2	170	430	100	190	890
2	более 2	230	580	130	260	1200
ПА подстанции без дозирования управляющих воздействий противоаварийного управления при количестве присоединений 330 кВ и выше:						
3	до 2	300	760	170	330	1570
4	до 5	610	1530	350	670	3160
5	до 10	1030	2570	590	1130	5320
6	более 10	1330	3330	670	1460	6790

## Составляющие стоимости строительства ЛЭП и ПС (%)

Объект	Напря- жение, кВ	Стоимость строительства (%)			
		Строи- тельные работы	Монтаж- ные ра- боты	Обору- дова- ние	Про- чие за- траты
Линии электропередачи: воздушные	35	75	–	6	19
	110 – 150	74	–	7	19
	220	73	–	9	18
	330	73	–	10	17
кабельные					
с масляной изоляцией (про- кладка в траншее)	35 – 110	6	71	14	9
с изоляцией из сшитого по- лиэтилена (прокладка в туннеле)	110 – 500	6	85	–	9
Подстанции открытого типа	110 – 150	23	9	48	20
	220	21	8	52	19
	330	20	8	53	19
КРУЭ	110 – 500	12	4	68	16

## Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций

Наименование оборудования	Затраты на демонтаж оборудования, тыс. руб.			
	подлежащего дальнейшему использованию		не подлежащего дальнейшему использованию	
	к=0,7	к=0,6	к=0,5	к=0,3
<b>Трансформаторы и автотрансформаторы</b>				
Трансформатор трехфазный 35 кВ мощностью 10000 – 40000 кВА	13,2	11,3	9,4	5,7
Трансформатор трехфазный 110 кВ мощностью, кВА				
2500 – 6300	14,0	12,0	10,0	6,0
25000 – 80000	20,8	17,8	14,8	8,9
Трансформатор или автотрансформа- тор трехфазный 220 кВ мощностью, кВА				
25000 – 160000	34,4	29,4	24,5	14,7
200000 – 250000	39,3	33,7	28,1	16,8
Автотрансформатор трехфазный 330 кВ мощностью 125000 – 20000 кВА	45,5	39,0	32,5	19,5
Автотрансформатор однофазный 330 кВ мощностью 133000 кВА	32,0	27,5	22,9	13,7
<b>Выключатели воздушные, напряжением, кВ</b>				
220	16,6	14,2	11,9	7,1
330	38,7	33,2	27,6	16,6
<b>Выключатели масляные, напряжением, кВ</b>				
35	1,9	1,6	1,4	0,8
110	2,0	8,5	7,1	4,3
220	15,0	13,9	10,7	6,4
Металлические конструкции, т	1,5	1,3	1,1	0,7

## Стоимость демонтажа ВЛ 35-330 кВ

Наименование элементов	Единица измерения	Стоимость демонтажных работ, тыс. руб.
Опоры железобетонные центрифугированные:	1 м <sup>3</sup> опор	
а) промежуточные, свободностоящие, одно-стоечные:		
одноцепные		0,55
двухцепные		1,71
б) анкерно-угловые, одноцепные на оттяжках, одностоечные		1,36
Опоры стальные:	1 т опор	
а) промежуточные, свободностоящие, одно-стоечные		1,97
б) промежуточные, на оттяжках, одностоечные		3,21
в) анкерно-угловые, свободностоящие, одно-стоечные		2,24
Провода и грозозащитные тросы:	1 км линии (3 провода)	
а) демонтаж проводов ВЛ 35 кВ сечением до 120 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		7,45
свыше 1 км		6,22
б) демонтаж проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		7,69
свыше 1 км		6,36
в) демонтаж проводов ВЛ 220 кВ сечением свыше 240 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:		
до 1 км		12,11
свыше 1 км		9,83
г) демонтаж проводов ВЛ 330 кВ сечением свыше 240 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета:	1 км линии (6 проводов)	
до 1 км		24,41
свыше 1 км		19,81
д) демонтаж одного грозозащитного троса ВЛ 35-330 кВ без пересечений с препятствиями	1 км линии	1,47
е) демонтаж двух грозозащитных тросов ВЛ 35-330 кВ без пересечений с препятствиями		2,72

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Караев Р.И., Волобринский С.Д., Ковалев И.Н. Электрические сети и энергосистемы: учебник для вузов ж.-д. транспорта. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: учебник для вузов. – М.: Энергия, 1978. – 216 с.
5. ПУЭ, издание 7.
6. Блок В.М. Электрические сети и системы: учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
8. Системы энергетические. Термины и определения: ГОСТ 21027-75\*. – М.: Изд-во стандартов, 1987.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ .....</b>	<b>4</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1. ПАРАМЕТРЫ ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРОВ .....</b>	<b>6</b>
1.1. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ .....	6
1.2. ПАРАМЕТРЫ ЛЭП.....	8
1.2.1. Активное сопротивление воздушных и кабельных линий.....	8
1.2.2. Индуктивное и полное сопротивления воздушных и кабельных линий .....	9
1.2.3. Проводимости линий электропередачи .....	17
1.2.4. Расчет ЛЭП по П-образной схеме замещения .....	24
1.3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	28
1.3.1. Схемы замещения и параметры двухобмоточного трансформатора.....	28
1.3.2. Схемы замещения и параметры трехобмоточного трансформатора.....	33
1.3.3. Схемы замещения и параметры автотрансформатора.....	36
Вопросы для самопроверки.....	41
<b>2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ .....</b>	<b>42</b>
2.1. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ.....	43
2.2. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ .....	48
2.3. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ .....	52
2.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	55
Вопросы для самопроверки.....	56
<b>3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ .....</b>	<b>57</b>
3.1. ПОТЕРИ И ПАДЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛИНИЯХ С СИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ	57
3.2. СЕТЬ, ПИТАЮЩАЯ НЕСКОЛЬКО СИММЕТРИЧНЫХ НАГРУЗОК .....	60
3.3. МЕТОДИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ.....	66
Вопросы для самопроверки.....	75
<b>4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ.....</b>	<b>76</b>
4.1. ОСОБЕННОСТИ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ .....	76
4.2. РАСЧЕТЫ КОЛЬЦЕВЫХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ.....	78
Вопросы для самопроверки.....	89

<b>5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ.....</b>	<b>89</b>
5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	89
5.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ .	91
5.3. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ НАРУШЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	95
5.4. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ .....	96
5.5. ПОРЯДОК И ПРИМЕР РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ.....	108
ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ .....	111
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>112</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ.....</b>	<b>114</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>144</b>

*Учебное издание*

*КЛОЧКОВА Наталья Николаевна  
ОБУХОВА Алла Васильевна*

**Расчет электропитающих сетей**

Редактор *Ю.А. Петропольская*  
Верстка *В.В. Проконова*  
Выпускающий редактор *Е.С. Захарова*

Подписано в печать 13.09.13  
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная  
Усл. п. л. 8,48. Уч.-изд. л 8,35.  
Тираж 50 экз. Рег. № 107/13

---

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии  
Самарского государственного технического университета  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус №8