

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ



Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. С. Ананичева М. А. Калинкина

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебное пособие

Рекомендовано редакционно-издательским советом
Уральского федерального университета

Екатеринбург
УрФУ
2012

УДК 621.311(076)
ББК 31.279 – 022 я73
А64

Рецензенты: кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственного технического университета (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. В. П. Степанов);
зав. каф. канд. техн. наук, доц. В. В. Данеев (кафедра «Электро-снабжение промышленных предприятий и сельского хозяйства» Восточно-Сибирского государственного университета технологии и управления).

Научный редактор доц., канд. техн. наук С. Н. Шелюг

Ананичева С. С., Калинкина М. А.

А64 Практические задачи электрических сетей: учебное пособие /
С. С. Ананичева, М. А. Калинкина. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 112 с.

ISBN 978–5–321–02172

В учебном пособии изложены рекомендации по решению практических задач в рамках основных разделов дисциплины «Электрические системы и сети». По каждой теме излагаются основные теоретические положения, приводятся основные типы практических задач, рассматриваются методы их решения, которые сопровождаются численными примерами. Кроме того, сформулированы основные принципы и этапы проектирования электрических сетей различных классов номинальных напряжений.

Библиогр.: 4 назв. Табл. 35. Рис. 84.

ISBN 978–5–321–02172

УДК 21.311(076)
ББК31.279 – 022 я73

© Уральский федеральный
университет, 2012
© Ананичева С. С.,
Калинкина М. А., 2012

1. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1. Основные положения

Основными элементами электроэнергетических систем являются:

- источники электроэнергии;
- повышающие и понижающие трансформаторы;
- воздушные и кабельные линии электропередачи;
- потребители электроэнергии.

Все элементы электроэнергетических систем работают взаимосвязанно и для анализа режимов их работы необходимо рассматривать схемы замещения каждого элемента. Под схемой замещения элемента электрической сети трехфазного переменного тока частотой 50 Гц понимается совокупность **фазных сопротивлений и проводимостей**, позволяющая достаточно точно моделировать элемент при расчетах установившихся режимов электрических сетей [1].

Далее рассмотрены схемы замещения элементов электроэнергетических систем, предназначенные для анализа установившихся режимов.

Трехфазная линия переменного тока напряжением $U \leq 500$ кВ и длиной до 250—300 км может быть представлена П-образной схемой замещения в однолинейном виде с сосредоточенными параметрами (рис. 1.1).

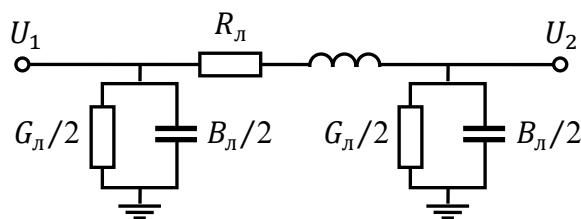


Рис. 1.1. Схема замещения линии электропередачи

Полное продольное сопротивление схемы замещения

$$Z = R + jX. \quad (1.1)$$

В справочных материалах [2] приводятся удельные (погонные) активные R_0 и усредненные реактивные X_0 сопротивления линий для стандартных сечений, Ом/км. Полные продольные активные и реактивные сопротивления определяются по формулам, Ом:

$$R = R_0 \ell / n, \quad (1.2)$$

$$X = X_0 \ell / n, \quad (1.3)$$

где ℓ — длина линий электропередачи; n — число параллельных линий.

Уточненное индуктивное сопротивление фазы одноцепной транспонированной линии, Ом/км, с проводами из цветных металлов (медь, алюминий, сталеалюминий) определяется с учетом взаимодействия фаз по соотношению

$$X_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_s} + \frac{0,0157}{m}, \quad (1.4)$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}, \quad (1.5)$$

где $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между фазами, м; r_3 — эквивалентный радиус фазы, м; m — число проводов в фазе. Для линий, у которых каждая фаза имеет только один провод, $r_3 = r$, r — радиус провода

$$r_3 = \sqrt[m]{r \prod_{i=2}^m a_{1i}}, \quad (1.6)$$

где a_{1i} — расстояние между 1-м и i -м проводами в фазе, м; Π — знак произведения.

Полная (активная и емкостная) проводимость (шунты узлов 1 и 2, см. рис. 1.1) схемы замещения имеет вид:

$$Y_1 = Y_2 = \frac{G}{2} + j \frac{B}{2}. \quad (1.7)$$

В справочной литературе [2] приводятся максимальные и минимальные удельные (на 1 км длины ВЛ) потери активной мощности на корону ($\Delta P_{\text{к.о}}$). По этой величине определяется удельная активная проводимость ВЛ, См/км:

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{к.о}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (1.8)$$

Эквивалентная активная проводимость n параллельных ВЛ длиной ℓ определяется по формуле

$$G = G_0 \ell n. \quad (1.9)$$

Емкостная проводимость линии определяется токами смещения, обусловленными электростатическими полями линии (между фазами и по отношению к земле). Величина удельной емкостной проводимости, См/км,

$$B_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.10)$$

а эквивалентная емкостная проводимость

$$B = B_0 \ell n. \quad (1.11)$$

Трехфазный или однофазный трансформатор при расчетах установившихся режимов обычно представляют однолинейной Г-образной схемой замещения. На рис. 1.2 приведена схема замещения двухобмоточного трансформатора.

Активное сопротивление трансформатора определяется через каталожные параметры, Ом:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad (1.12)$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное линейное (обычно высшее) напряжение обмотки, к которой приводится сопротивление; $S_{\text{н}}$ — номинальная трехфазная мощность

трансформатора; $\Delta P_{к.з}$ — потери активной мощности в трех фазах трансформатора в режиме короткого замыкания.

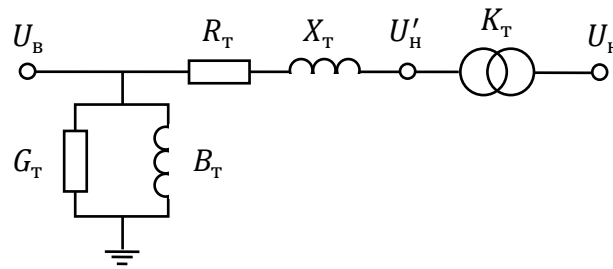


Рис. 1.2. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Реактивное сопротивление трансформатора определяется через каталожные параметры, Ом:

$$X_T = \frac{u_k \% U_H^2}{100 S_H}. \quad (1.13)$$

где $u_k \%$ — напряжение короткого замыкания в % от высшего номинального линейного напряжения.

Активная проводимость трансформатора, См, обусловлена нагревом стали за счет вихревых токов и определяется по формуле:

$$G = \Delta P_{x.x} / U_{в.н}^2, \quad (1.14)$$

где $\Delta P_{x.x}$ — потери активной мощности в трех фазах трансформатора в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость трансформатора, См, обусловлена потерями на намагничивание и определяется как

$$B_T = \sqrt{3} i_{x.x} / U_{в.н}, \quad (1.15)$$

где $i_{x.x}$ — ток холостого хода трансформатора.

Зачастую при расчетах пренебрегают изменением напряжения на шинах трансформатора и используют схему замещения с постоянными потерями в шунте трансформатора. Эти потери принимаются равными потерям холостого хода. Схема замещения имеет вид, показанный на рис. 1.3.

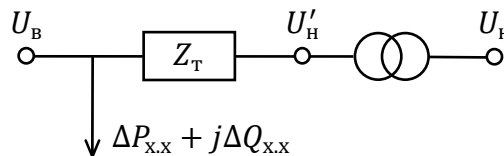


Рис. 1.3. Схема замещения двухобмоточного трансформатора с постоянными потерями в стали

На рис. 1.4 приведена схема замещения трехобмоточного трансформатора. Проводимости G_T и B_T определяются по тем же формулам, что и для двухобмоточного трансформатора.

Сопротивления обмоток среднего R'_c , X'_c и низшего $R'_н$, $X'_н$ напряжений приведены к стороне высшего напряжения через коэффициент трансформации:

$$R'_i = R_i (U_{в.н} / U_{i.н})^2, \quad X'_i = X_i (U_{в.н} / U_{i.н})^2, \quad i = н, с. \quad (1.16)$$

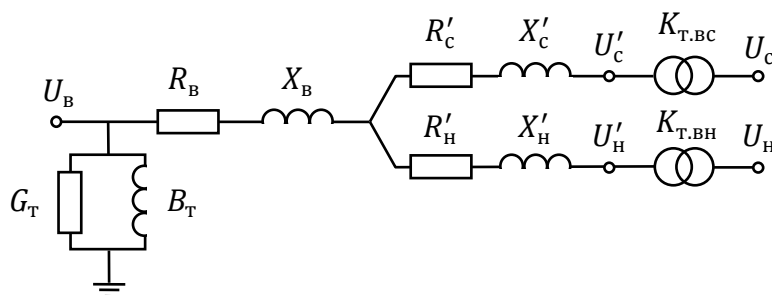


Рис. 1.4. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Активные и индуктивные сопротивления обмоток:

$$R_i = \frac{\Delta P_{i, \text{к.з.}} U_{\text{в.н.}}^2}{2 S_H^2}, \quad (1.17)$$

$$X'_i = \frac{u_{i, \text{к}} \% U_{\text{в.н.}}^2}{100 S_H}. \quad (1.18)$$

Схема замещения автотрансформатора не отличается от схемы замещения трехобмоточного трансформатора.

1.2. Типовые задачи

Задача 1. Составить схему замещения электрической сети (рис. 1.5). Исходные данные: ЛЭП1 длиной 160 км выполнена проводом 2АС–300×2, номинальное напряжение 330 кВ; ЛЭП2 длиной 90 км выполнена проводом 4АС–300, номинальное напряжение 220 кВ; Т1 — автотрансформатор 3АТДЦТН–240000/330/220; мощности нагрузок $P_4 = 400 \text{ МВт}$, $P_5 = 50 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$.

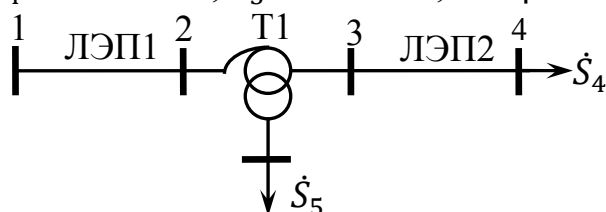


Рис.1.5. Исходная схема сети

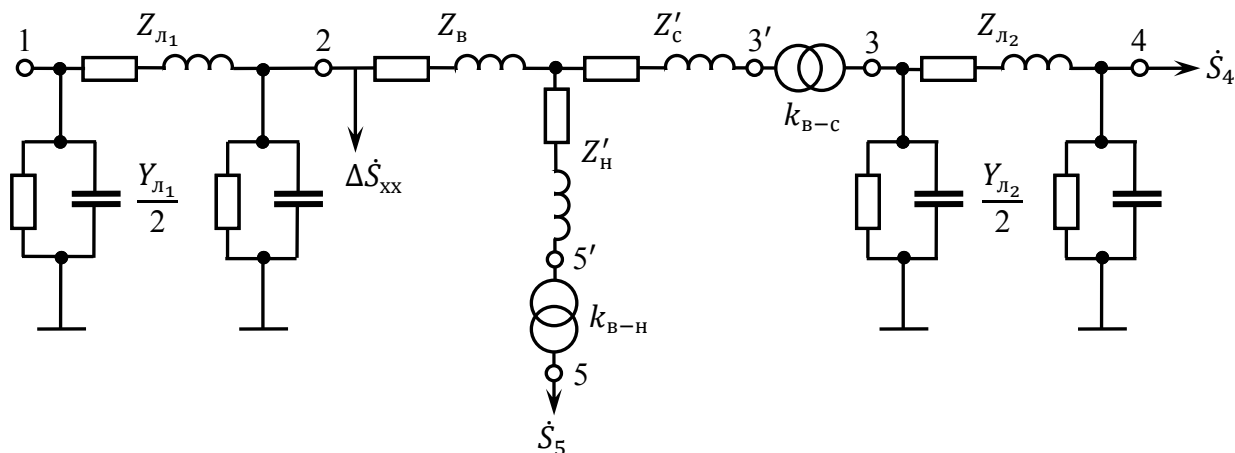


Рис. 1.6. Схема замещения сети

Решение задачи. Схема замещения электрической сети приведена на рис. 1.6. При расчете параметров схемы замещения сети использованы удельные показатели линий [2, табл. 1.3.5—1.3.7].

Параметры схемы замещения воздушных линий электропередачи определяются по соотношениям, приведенным в разделе 1.1:

$$R_{\text{л}} = R_0 \ell / n, X_{\text{л}} = X_0 \ell / n, B_{\text{л}} = B_0 \ell n, G_{\text{л}} = G_0 \ell n,$$

$$\text{где } G_0 = \Delta P_{\text{кор.ср}} / U_{\text{ном}}^2 \text{ и } \Delta P_{\text{кор.ср}} = (\Delta P_{\text{кор.мах}} + \Delta P_{\text{кор.мин}}) / 2.$$

$$\text{Параметры ЛЭП1 – 2АС–300} \times 2: R_0 = 0,048 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,328 \text{ Ом/км}, B_0 = 3,14 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}, \Delta P_{\text{кор.мах}} = 3,4 \text{ кВт/км}, \Delta P_{\text{кор.мин}} = 2,5 \text{ кВт/км}.$$

$$\begin{aligned} \text{Тогда: } R_{\text{л1}} &= 0,048 \cdot 160 / 2 = 3,84 \text{ Ом}; X_{\text{л1}} = 0,328 \cdot 160 / 2 = 2,24 \text{ Ом}; \\ B_{\text{л1}} &= 3,14 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 2 = 10,9 \cdot 10^{-4} \text{ См}; \Delta P_{\text{кор.ср}} = \frac{(3,4+2,5)}{2} = 2,95 \text{ кВт/км}; \\ G_0 &= \frac{2,95 \cdot 10^3}{330^2 \cdot 10^6} = 2,7 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}; G_{\text{л1}} = 2,7 \cdot 10^{-8} \cdot 160 \cdot 2 = 8,6 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \\ Z_{\text{л1}} &= (3,84 + j26,24) \text{ Ом}; Y_{\text{л1}} = (0,86 + j10,9) \cdot 10^{-4} \text{ См}. \end{aligned}$$

$$\text{Параметры ЛЭП2 – 4АС–300: } R_0 = 0,098 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,429 \text{ Ом/км}, B_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}, \Delta P_{\text{кор.мах}} = 2,5 \text{ кВт/км}, \Delta P_{\text{кор.мин}} = 1,8 \text{ кВт/км}.$$

$$\begin{aligned} \text{Тогда: } R_{\text{л2}} &= 0,098 \cdot 90 / 4 = 2,21 \text{ Ом}; X_{\text{л2}} = 0,429 \cdot 90 / 4 = 9,65 \text{ Ом}; \\ B_{\text{л2}} &= 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 90 \cdot 4 = 9,5 \cdot 10^{-4} \text{ См}; \Delta P_{\text{кор.ср}} = \frac{(2,5+1,8)}{2} = 2,15 \text{ кВт/км}; \\ G_0 &= \frac{2,15 \cdot 10^3}{220^2 \cdot 10^6} = 4,44 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}; G_{\text{л2}} = 4,44 \cdot 10^{-8} \cdot 90 \cdot 4 = 0,16 \cdot 10^{-4} \text{ См}; \\ Z_{\text{л2}} &= (2,21 + j9,65) \text{ Ом}; Y_{\text{л2}} = (0,16 + j9,5) \cdot 10^{-4} \text{ См}. \end{aligned}$$

Параметры автотрансформатора 3АТДЦТН–240000/330/220 определены на основе [2, табл. 1.4.9]: $R_{\text{вн}} = 0,4 \text{ Ом}; R'_{\text{сн}} = 0,4 \text{ Ом}; R'_{\text{нн}} = 7,3 \text{ Ом}; X_{\text{вн}} = 39,2 \text{ Ом}; X'_{\text{сн}} = 0 \text{ Ом}; X'_{\text{нн}} = 278,4 \text{ Ом}; \Delta P_{\text{ххТ}} = 130 \text{ кВт}; \Delta Q_{\text{ххТ}} = 1200 \text{ квар}.$

Все параметры автотрансформатора 3АТДЦТН–240000/330/220 приведены к номинальному напряжению высшей обмотки.

Потери в стали трансформаторов можно считать неизменными, независимыми от колебаний напряжения на шинах высшего напряжения трансформатора, в этом случае $\Delta \dot{S}_{\text{ст}} = \Delta \dot{S}_{\text{хх}}.$

$$\begin{aligned} \text{Теперь: } \Delta \dot{S}_{\text{хх}} &= n(\Delta P_{\text{ххТ}} + j\Delta Q_{\text{ххТ}}) = 3 \cdot (0,13 + j1,2) = (0,39 + j3,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ R'_c &= R_{\text{в}} = R_{\text{вн}} \frac{1}{n} = 0,4 \cdot \frac{1}{3} = 0,13 \text{ Ом}; R'_n = R'_{\text{нн}} \frac{1}{n} = 7,3 \cdot \frac{1}{3} = 2,43 \text{ Ом}; X_c = 0 \text{ Ом}; \\ X_{\text{в}} &= X_{\text{вн}} \frac{1}{n} = 39,2 \cdot \frac{1}{3} = 13,06 \text{ Ом}; X'_n = X'_{\text{нн}} \frac{1}{n} = 278,4 \cdot \frac{1}{3} = 92,6 \text{ Ом}; \\ Z_{\text{в}} &= (0,13 + j13) \text{ Ом}; Z'_c = 0,13 \text{ Ом}; Z'_n = (2,43 + j92,6) \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Для завершения схемы замещения следует найти реактивные мощности нагрузок, $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$, по известным активным мощностям и $\cos \varphi$, $\dot{S}_4 = (400 + j192) \text{ МВ} \cdot \text{А}, \dot{S}_5 = (50 + j24,2) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Задача 2. Привести параметры сети, изображенной на рис. 1.5, к одной ступени напряжения.

Решение задачи. Воспользуемся результатами решения задачи 1. Анализ схемы замещения сети (рис. 1.6) показывает, что удобнее всего выполнить приведение сети к $U_{\text{ном}} = 330$ кВ. В этом случае следует пересчитать только параметры линии ЛЭП2:

$$Z'_{\text{Л}_2} = Z_{\text{Л}_2} \cdot k_{\text{T}}^2 = (2,21 + j9,65) \left(\frac{330}{220} \right)^2 = (4,96 + j21,72) \text{ Ом};$$

$$Y'_{\text{Л}_2} = Y_{\text{Л}_2} \cdot \frac{1}{k_{\text{T}}^2} = (0,16 + j9,5) \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{220}{330} \right)^2 = (0,07 + j4,2) \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Нагрузка через идеальный трансформатор переводится без потерь.

Схема замещения сети, приведенная к $U_{\text{ном}} = 330$ кВ, показана на рис. 1.7.

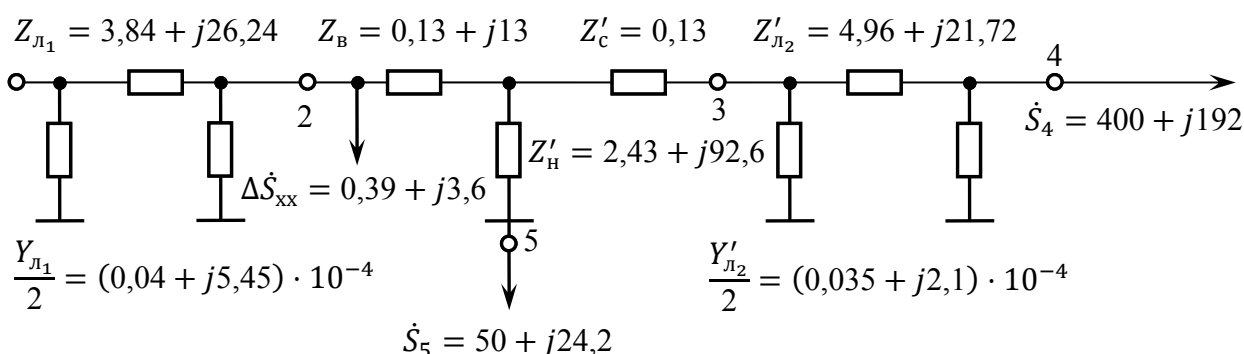


Рис. 1.7. Схема замещения сети, приведенная к напряжению 330 кВ

2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. Общие положения

При анализе потерь электроэнергии в электрической сети следует различать переменные и постоянные потери активной энергии, обусловленные переменными и постоянными потерями активной мощности. Переменные потери активной мощности зависят от токов и потоков мощности в элементах электрической сети, постоянные практически не зависят.

К переменным потерям относятся потери мощности в продольных (вдоль направления тока) активных сопротивлениях ЛЭП и трансформаторов.

К постоянным потерям относят потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) — $\Delta P_{\text{кор.ср}}$, потери в изоляции кабельных линий (КЛ) — $\Delta P_{\text{из}}$, потери в стали трансформаторов, которые обычно принимают равными потерям в режиме холостого хода трансформаторов (Т) и автотрансформаторов (АТ) — $\Delta P_{\text{хх}}$.

При расчете величины постоянных годовых потерь активной энергии обычно полагают, что число часов нахождения различных элементов сети под рабочим напряжением равняется $T_{\text{г}} = 8760$ ч.

Тогда постоянные потери активной энергии за год:

- для воздушных линий $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{кор.ср}} \cdot 8760$;
- для кабельных линий $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{из}} \cdot 8760$;

– для трансформаторов и автотрансформаторов $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760$.

При расчете величины постоянных суточных потерь активной энергии используются те же, что и для года, соотношения для всех элементов электрических сетей, но с другой длительностью временного интервала, $T_c = 24$ ч.

Потери активной энергии в продольном сопротивлении любого элемента (ВЛ, КЛ, Т, АТ) можно определить, умножив потери активной мощности в этом сопротивлении на время прохождения по сопротивлению потока мощности (неизменного тока нагрузки), по которому определены потери мощности. Однако нагрузки потребителей, а следовательно, и потери мощности в продольных сопротивлениях элементов сети меняются в течение суток и года.

С целью упрощения расчетов переменных потерь активной энергии используется величина τ — время максимальных потерь. В этом случае достаточно знать лишь величину потерь ΔP_{max} — активной мощности в продольном сопротивлении элемента в режиме максимальных нагрузок P_{max} .

Тогда величина переменных потерь активной энергии в продольном элементе определяется как

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau.$$

Потери мощности в продольном сопротивлении могут быть найдены по соотношению

$$\Delta P_{\text{max}} = \left(\frac{S_{\text{max}}}{U} \right)^2 R = 3I^2 R,$$

где S_{max} , U — соответственно поток мощности и напряжения в начале или в конце продольного элемента сети, но обязательно в одной точке; I — ток в продольном элементе сети.

Величина τ может быть определена различными способами.

Число часов максимальных потерь τ за сутки может быть найдено по суточному графику нагрузки узлов сети

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 t_i}{S_{\text{max}}^2},$$

где S_i , S_{max} — соответственно мощность нагрузки на временном интервале i , где мощности нагрузки постоянна, и максимальная мощность нагрузки за сутки.

Число часов максимальных потерь τ за год может быть найдено по годовому графику по продолжительности по аналогичному соотношению

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 t_i}{S_{\text{max}}^2},$$

где S_i , S_{max} — соответственно мощность нагрузки на временном интервале i , где мощности нагрузки постоянна, и максимальная мощность нагрузки за год.

Число часов максимальных потерь τ за год может быть найдено по известному значению T_{max} — годовой продолжительности использования максимума нагрузки с использованием эмпирической формулы:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}}/10000)^2 \cdot 8760 \text{ ч.}$$

Если сеть содержит несколько нагрузок, то для определения переменных потерь активной электроэнергии пользуются средневзвешенным числом часов максимальных потерь $\tau_{\text{ср.вз}}$

$$\tau_{\text{ср.вз}} = \frac{\sum_{k=1}^n S_{\text{max},k}^2 \tau_k}{\sum_{k=1}^n S_{\text{max},k}^2},$$

где $S_{\text{max},k}$ — максимальная мощность нагрузки узла с номером «к»; τ_k — число часов максимальных потерь, найденное по графику нагрузки этого узла.

2.2. Типовые задачи

Задача 1. Определить потери мощности и годовые потери электроэнергии для сети, представленной на рис. 2.1, нагрузки, показанные на схеме, соответствуют максимальному режиму. График нагрузки приведен на рис. 2.2. Напряжение в питающем узле 1 равно 525 кВ.

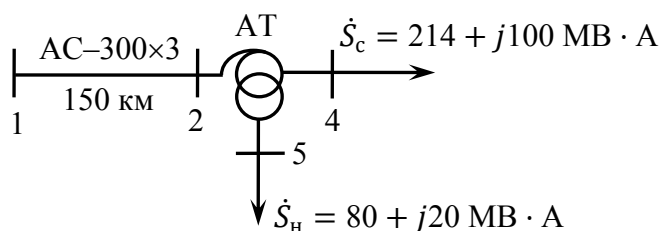


Рис. 2.1. Схема сети

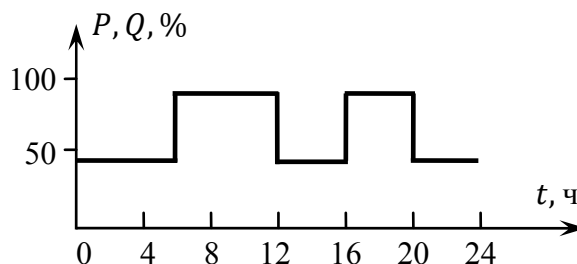


Рис. 2.2. График нагрузки

Решение задачи. Параметры схемы замещения определены с использованием справочных данных [2]. Схема замещения сети приведена на рис. 2.3, поперечная проводимость в узле 2 (Y_2) является алгебраической суммой проводимостей половины ЛЭП и проводимости автотрансформатора.

Поскольку напряжения в точках 2, 3, 4' и 5' заранее неизвестны, они приняты равными напряжению в точке 1, т. е. 525 кВ; при этом допущении определяются потери мощности и электроэнергии во всех элементах схемы.

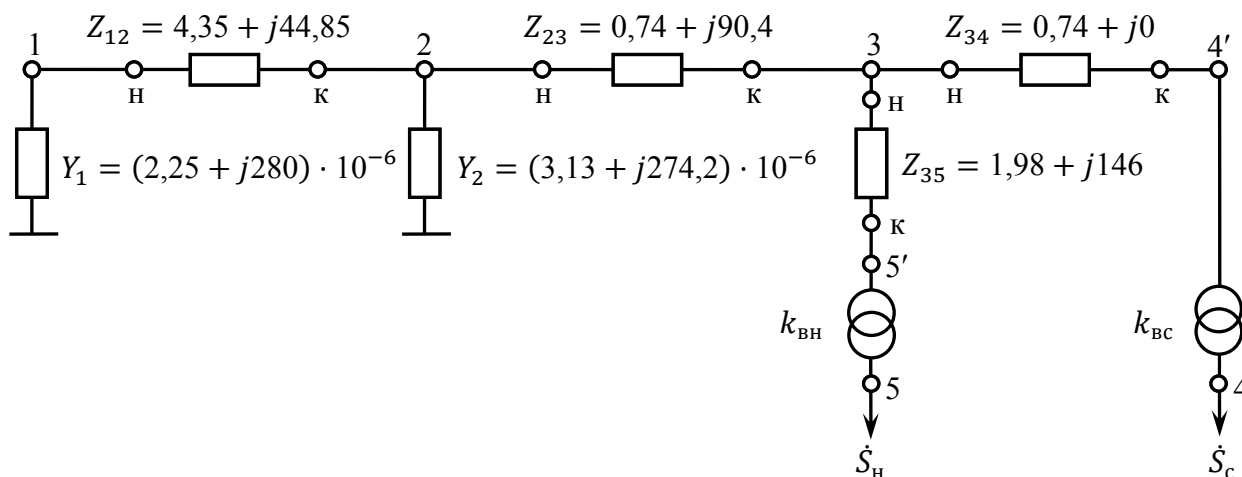


Рис. 2.3. Схема замещения сети

Определение потерь мощности в сети в режиме максимальных нагрузок (МВ·А):

$$\dot{S}_{34}^k = 214 + j100;$$

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{214^2 + 100^2}{525^2} \cdot 0,74 = 0,15;$$

$$\dot{S}_{34}^H = \dot{S}_{34}^K + \Delta \dot{S}_{34} = 214,15 + j100;$$

$$\dot{S}_{35}^K = 80 + j20;$$

$$\Delta \dot{S}_{35} = \frac{80^2 + 20^2}{525^2} \cdot (1,98 + j146) = 0,049 + j3,6;$$

$$\dot{S}_{35}^H = \dot{S}_{35}^K + \Delta \dot{S}_{35} = 80,05 + j23,6;$$

$$\dot{S}_{23}^K = \dot{S}_{34}^H + \dot{S}_{35}^H = 214,5 + j100 + 80,05 + j23,6 = 294,2 + j123,6;$$

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{294,2^2 + 123,6^2}{525^2} \cdot (0,74 + j90,4) = 0,28 + j33,4;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 294,5 + j157;$$

$$\Delta \dot{S}_2 = \hat{Y}_2 U_2^2 = (3,13 - j274,2) \cdot 10^{-6} \cdot 525^2 = 0,86 - j75,6;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \Delta \dot{S}_2 = 295,3 + j81,4;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{295,3^2 + 81,4^2}{525^2} \cdot (4,35 + j44,85) = 1,5 + j15,3;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 296,8 + j96,7;$$

$$\Delta \dot{S}_1 = \hat{Y}_1 U_1^2 = (2,25 - j280) \cdot 10^{-6} \cdot 525^2 = 0,62 - j77,2.$$

Мощность, потребляемая из питающего данную сеть узла:

$$\dot{S} = \dot{S}_{12}^H + \Delta \dot{S}_1 = 296,8 + j96,7 + 0,7 - j77,18 = 297,5 + j19,5 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}.$$

Суммарные потери мощности, МВ·А:

– в продольных элементах

$$\Delta \dot{S}_{\text{прод}} = 0,15 + 0,05 + 0,28 + 1,48 + j(3,6 + 33,4 + 15,27) = 1,96 + j52,27;$$

– в поперечных элементах

$$\Delta \dot{S}_{\text{попер}} = 0,86 + 0,62 + j(-75,59 - 77,18) = 1,48 - j152,77.$$

Знак (–) перед реактивными поперечными потерями мощности означает, что генерация реактивной мощности ЛЭП перекрывает реактивные потери холостого хода трансформатора.

Определение потерь мощности в сети в режиме минимальных нагрузок выполняется аналогично. При этом значение нагрузки на стороне СН автотрансформатора составляет 50 % от мощности в максимальном режиме, т. е. $\dot{S}_{34}^K = (107 + j50) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. На стороне НН автотрансформатора нагрузка в минимальном режиме составляет $\dot{S}_{35}^K = (40 + j10) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Результаты расчета потерь в минимальном режиме представлены на рис. 2.4.

Суммарные потери в минимальном режиме, МВ · А:

$$\Delta \dot{S}_{\text{прод}} = 0,47 + j12,77 ; \quad \Delta \dot{S}_{\text{попер}} = 1,48 - j152,77 .$$

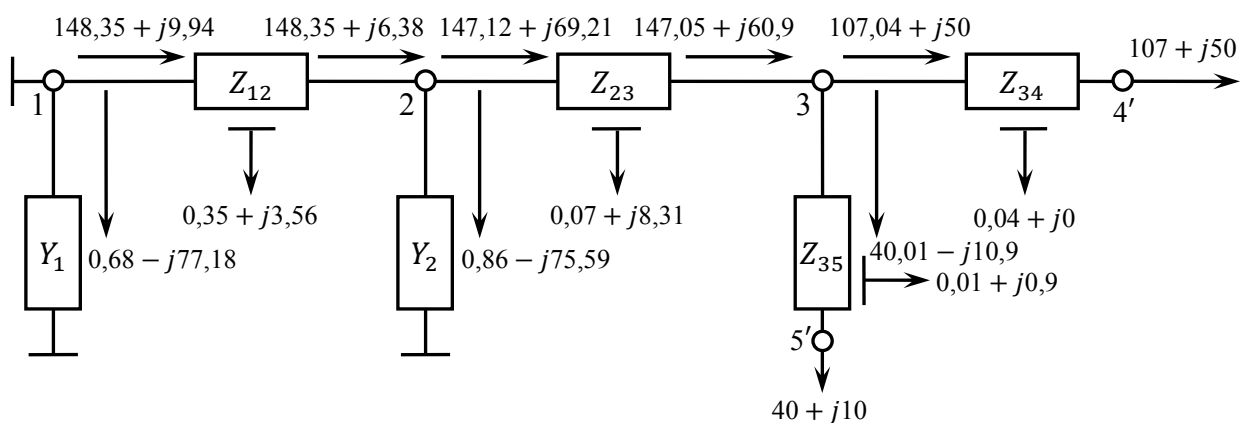


Рис. 2.4. Потери мощности в минимальном режиме

Как видно из расчетов, активные потери мощности в поперечных элементах сети в максимальном и минимальном режимах одинаковы, т. е. постоянны. Величина постоянных потерь активной энергии в сети за год, обусловленная потерями активной мощности в поперечных проводимостях \hat{Y}_1 и \hat{Y}_2 , равна:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{попер}} T_{\Gamma} = 1,48 \cdot 8760 = 12964,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 12964800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Что касается переменных потерь активной энергии в сети, то их величина может быть вычислена точно — в соответствии с суточным графиком нагрузок, или приближенно — с использованием времени максимальных потерь τ и потерь мощности в максимальном режиме $\Delta P_{\text{прод}}$.

Согласно графику нагрузки (рис. 2.2) продолжительность существования максимума нагрузки в течение суток составляет $t_{\text{max}} = 10$ ч; в остальные $t_{\text{min}} = 14$ ч — нагрузка равна минимальной. Тогда точная величина переменных потерь активной энергии за одни сутки составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{перем.сут}} = 1,96 \cdot 10 + 0,47 \cdot 14 = 26,18 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 26180 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Следовательно, за год точное значение переменных потерь активной энергии равно

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{перем.год}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{перем.сут}} \cdot 365 = 26180 \cdot 365 = 9555700 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

С использованием суточного графика нагрузки определено число часов использования максимума нагрузки за сутки,

$$T_{\text{сут}} = \frac{P_{\text{max}} t_{\text{max}} + P_{\text{min}} t_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} = \frac{1 \cdot 10 + 0,5 \cdot 14}{1} = 17 \text{ ч}.$$

Годовые значения числа часов использования максимальной мощности нагрузки и числа часов максимальных потерь составят соответственно:

$$T_{\text{max}} = T_{\text{сут}} \cdot 365 = 17365 = 6205 \text{ ч}; \quad \tau = \left(0,124 + \frac{6205}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4855 \text{ ч}.$$

Тогда приближенное значение годовых потерь активной энергии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{перем.год}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau = 1,96 \cdot 4855 \cdot 10^3 = 9515800 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

что весьма близко совпадает с результатом, полученным точно.

Следует заметить, что если требуется определить потери энергии только в трансформаторах, то удобно пользоваться каталожными данными трансформатора [1].

Задача 2. Определить потери энергии за год в трансформаторах типа 2ТРДН–10000/110, $T_{\max} = 6000$ ч, нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_{\text{нагр}} = (15 + j10)$ МВ·А. Каталожные данные: $\Delta P_{\text{кз}} = 60$ кВт, $\Delta P_{\text{xx}} = 18$ кВт.

Решение задачи. Определение годового числа часов максимальных потерь, τ :

$$\tau = (0,124 + 6000/10^4)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч.}$$

Потери энергии за год $\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{нагр. max}}}{S_{\text{ном. тр}}} \right)^2 \tau = \\ &= 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{15^2 + 10^2}{10^2} \right) \cdot 4592 = 315360 + 447720 = \\ &= 763080 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 763 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Задача 3. На подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН–63000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением АС–400 и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 100 МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Определить потери энергии за год и КПД электропередачи по энергии, если задан годовой график нагрузки по продолжительности.

Годовой график по продолжительности

t , ч	0–2100	2100–4000	4000–6400	6400–8760
P , отн. ед.	1	0,7	0,5	0,3

Решение задачи. Схема замещения сети показана на рис. 2.5. Параметры схемы замещения сети определены с использованием справочных данных [1].

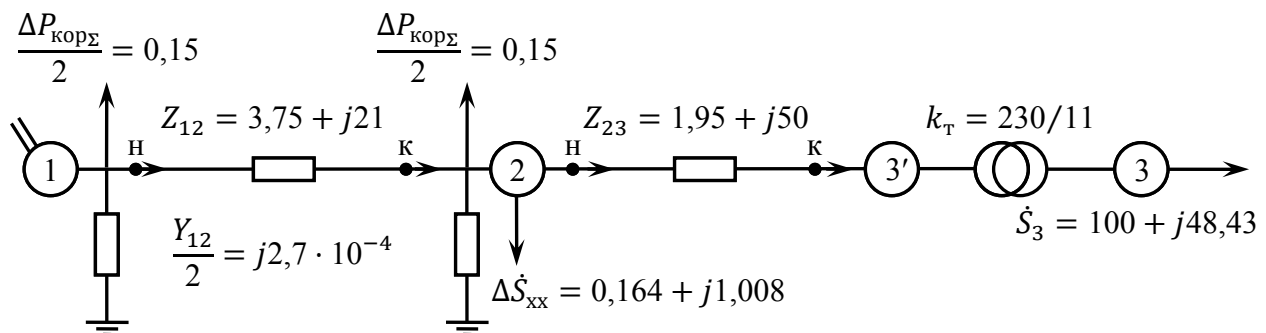


Рис. 2.5. Схема замещения сети

1. Линия (участок 1–2).

Для сечения АС–400: $r_0 = 0,75$ Ом/км; $x_0 = 0,42$ Ом/км; $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6}$ См/км;

$$\Delta P_{\text{кор max}} = 1,7 \text{ кВт/км}; \quad \Delta P_{\text{кор min}} = 1,3 \text{ кВт/км};$$

$$Z_{12} = Z_{\text{л}} = (r_0 + jx_0)\ell \cdot \frac{1}{n} = (0,75 + j0,42) \cdot 100 \cdot \frac{1}{2} = 3,75 + j21 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{кор.ср}} = \frac{\Delta P_{\text{кор max}} + \Delta P_{\text{кор min}}}{2} = \frac{1,7 + 1,3}{2} = 1,5 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{\text{кор}\Sigma} = \Delta P_{\text{кор.ср}} \ell n = 1,5 \cdot 100 \cdot 2 = 0,3 \text{ МВт};$$

$$\frac{Y_{12}}{2} = \frac{Y_{\text{л}}}{2} = \frac{1}{2} j b_0 \ell n = \frac{1}{2} j 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 2 = j 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

2. Трансформатор (участок 2–3).

Параметры трансформатора ТРДЦН–63000/220:

$$R_{\text{Т}} = 3,9 \text{ Ом}; \quad X_{\text{Т}} = 100,7 \text{ Ом}; \quad \Delta P_{\text{xx}} = 0,082 \text{ МВт}; \quad \Delta Q_{\text{xx}} = 0,504 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{xx}} = \Delta \dot{S}_{\text{xxТ}} n = (\Delta P_{\text{xx}} + j \Delta Q_{\text{xx}}) n = (0,082 + j 0,504) \cdot 2 = 0,164 + j 1,008 \text{ (МВ} \cdot \text{А)};$$

$$Z_{23} = Z_{\text{Т}} \cdot \frac{1}{n} = (R_{\text{Т}} + j X_{\text{Т}}) \frac{1}{n} = (3,9 + j 100,7) \cdot \frac{1}{2} = 1,95 + j 50,35 \text{ Ом.}$$

3. Нагрузка (узел 3).

$$Q_3 = P_3 \operatorname{tg} \varphi = 100 \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 48,43 \text{ Мвар.}$$

Потери электроэнергии за год складываются из двух составляющих. Первая — потери в поперечных элементах сети (шунтах), практически не зависящие от параметров режима сети и считающиеся постоянными. Вторая составляющая — потери в продольных элементах сети, сильно зависящие от передаваемой по ним мощности и, следовательно, являющиеся переменными. Таким образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}}.$$

Постоянные потери можно представить следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = (\Delta P_{\text{шл}} + \Delta P_{\text{шт}}) \cdot 8760 = \Delta P_{\text{ш}\Sigma} \cdot 8760,$$

где $\Delta P_{\text{шл}} = \Delta P_{\text{кор}\Sigma}$ — потери активной мощности в шунтах линии, МВт; $\Delta P_{\text{шт}} = \Delta P_{\text{xx}}$ — потери активной мощности в шунтах трансформатора, МВт.

Переменные потери электроэнергии определяются по соотношению

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}} \cdot \tau_{\text{год}},$$

где $\tau_{\text{год}} = \sum_{i=1}^N P_i^2 t_i / P_{\text{max}}^2$, P_{max} — максимальная мощность за год, отн. ед. или МВт; $\Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}}$ — потери активной мощности в продольных элементах сети в максимальном режиме (режиме максимальных нагрузок), МВт; P_i — мощность потребителя на интервале времени t_i годового графика нагрузки по продолжительности, отн. ед. или МВт; N — количество интервалов постоянства мощности графика нагрузки.

Таким образом, для определения годовых потерь электроэнергии в сети необходимо найти потери мощности во всех элементах электрической сети в режиме максимальной нагрузки.

Для расчета этого режима необходимо задать начальные приближения напряжений в узлах сети. Пусть $U_2^0 = 220$ кВ; $U_{3'}^0 = 210$ кВ. Потоки и потери мощности определяются в МВ·А.

Поскольку ветвь 3'3 является идеальным трансформатором, то

$$\dot{S}_{23}^K = \dot{S}_3 = 100 + j48,43.$$

$$\Delta \dot{S}_{23} = \left(\frac{\dot{S}_{23}^K}{U_{3'}} \right)^2 Z_{23} = \frac{100^2 + 48,43^2}{210^2} (1,95 + j50,35) = 0,55 + j14,1;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 100 + j48,43 + 0,55 + j14,1 = 100,55 + j62,53;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \Delta \dot{S}_{xx} + \frac{\Delta P_{\text{кор}\Sigma}}{2} + \Delta \dot{S}_{\text{ш}2};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}2} = \frac{\hat{Y}_{12}}{2} U_2^2 = -j2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = -j13,068;$$

$$\dot{S}_{12}^K = 100,55 + j62,53 + 0,164 + j1,008 + 0,15 - j13,068 = 100,86 + j50,47;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \left(\frac{\dot{S}_{12}^K}{U_2} \right)^2 Z_{12} = \frac{100,86^2 + 50,47^2}{220^2} (3,75 + j21) = 0,99 + j5,52.$$

Итак, получены следующие суммарные потери:

– в продольных элементах

$$\Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}} = \Delta P_{12} + \Delta P_{23} = 0,99 + 0,55 = 1,54 \text{ МВт};$$

– в поперечных элементах

$$\Delta P_{\text{ш}\Sigma} = \Delta P_{\text{кор}\Sigma} + \Delta P_{xx} = 0,3 + 0,164 = 0,464 \text{ МВт}.$$

Годовые потери электроэнергии можно представить следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{ш}} \cdot 8760 = 0,464 \cdot 8760 = 4065,64 \text{ МВт}; \quad \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}} \cdot \tau_{\text{год}}.$$

Величина $\tau_{\text{год}}$ может быть найдена на основе годового графика по продолжительности

$$\tau_{\text{год}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i^2 t_i}{P_{\text{max}}^2},$$

$$\begin{aligned} \tau_{\text{год}} &= \frac{1^2 \cdot 2100 + 0,7^2 (4000 - 2100) + 0,5^2 (6400 - 4000) + 0,3^2 (8760 - 6400)}{1^2} = \\ &= 3843 \text{ ч}, \end{aligned}$$

$$\text{тогда } \Delta \mathcal{E}_{\text{пер}} = 1,54 \cdot 3843 = 5918,22 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\text{Следовательно, } \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = 4065,64 + 5918,22 = 9983,86 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

КПД передачи по энергии η :

$$\eta = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол}}}{\mathcal{E}_{\text{зат}}} \cdot 100 \% = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол}}}{\mathcal{E}_{\text{пол}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{год}}} \cdot 100 \%,$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}}$, T_{max} — определяется по годовому графику по продолжительности:

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{\text{max}}} = \frac{2100 \cdot 1 + 0,7(4000 - 2400) + 0,5(6400 - 4000) + 0,3(8760 - 6400)}{1} = 5338 \text{ ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{пол}} = 100 \cdot 5338 = 533800 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\eta = \frac{533800}{533800 + 9983,86} \cdot 100 \% = 98,16 \%.$$

3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Общие положения

Электрическая сеть высокого напряжения для передачи и распределения электроэнергии относится к категории электрических цепей, поэтому для расчета ее режима применяются общие методы теории цепей. Пусть задана мощность некоторой нагрузки $\hat{S}_i = P_i + jQ_i$ узла i , которая должна быть учтена наряду с другими нагрузками при расчете режима сети. Ток этой нагрузки $\hat{I}_i = \hat{S}_i^* / (\sqrt{3} \hat{U}_i^*)$ и, следовательно, может быть вычислен при известном напряжении U_i на зажимах этой нагрузки. Однако именно напряжения в узлах сети являются искомыми величинами. Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения, поэтому нашли применение и другие методы решения, в том числе метод последовательных приближений (итерационный метод).

Метод последовательных приближений основан на последовательном уточнении напряжений в узлах электрической сети, причем в качестве начального приближения может быть использовано разумное допущение о том, что напряжения во всех узлах в нормальном режиме не могут существенно отличаться от номинального напряжения данного класса сети. Введение такого допущения позволяет определить приближенно потери мощности на каждом участке сети, мощности в начале и конце каждого участка и токи нагрузок.

Значение тока на участке или мощности в начале участка, непосредственно связанного с узлом, где напряжение считается известным, является достаточным для того, чтобы определить напряжение в конце этого участка. В свою очередь, становится возможным расчет напряжения в конце следующего участка и т. д.

Процесс продолжается до тех пор, пока значения напряжений во всех узлах, полученные после выполнении данной итерации, не будут отличаться от напряжений, полученных на предыдущей итерации, менее чем на заданную величину точности расчета.

Все необходимые расчетные формулы приведены в [1, гл. 6].

3.2. Типовые задачи

Задача 1. Определить напряжение в конце воздушной линии 500 кВ в нагрузочном режиме $\dot{S}_2 = 800 + j300$ и в режиме холостого хода, построить векторные диаграммы токов и напряжений. Схема сети приведена на рис. 3.1. Расчет выполнить без учета потерь на корону.

Решение задачи. Схема замещения сети с указанными на ней параметрами приведена на рис. 3.2.

Режим холостого хода. На первой итерации расчета начальное приближение напряжения в конце ЛЭП принимается равным напряжению в начале линии, $U_2^{(0)} = 515$ кВ. Каждая итерация состоит из двух частей. Сначала, двигаясь от конца ЛЭП к началу, находят потери мощности в продольных и поперечных элементах и потоки мощности в конце и начале ЛЭП (прямой ход итерации), затем определяют напряжение в конце ЛЭП (обратный ход).

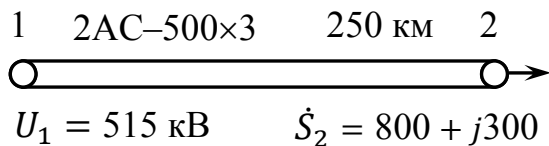


Рис. 3.1. Схема сети

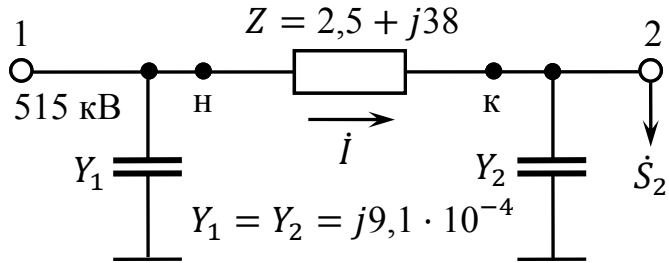


Рис. 3.2. Схема замещения сети

Определение потерь в шунте

$$\Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_2 = 515^2 \cdot (-j9,1 \cdot 10^{-4}) = -j241,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поскольку мощность нагрузки равна нулю, то при условном направлении тока от узла 1 к узлу 2, $\dot{S}_k^{(1)} = \Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} = -j241,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Определение потерь мощности в продольном сопротивлении:

$$\Delta \dot{S}_Z^{(1)} = \left(\frac{\dot{S}_k^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 Z = \left(\frac{241,35}{515} \right)^2 \cdot (2,5 + j38) = (0,55 + j8,35) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_H^{(1)} = \dot{S}_k^{(1)} + \Delta \dot{S}_Z^{(1)} = -j241,35 + 0,55 + j8,35 = (0,55 - j233) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На этом прямой ход итерации закончен.

В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце ЛЭП: $\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}^{(1)}$, где $\dot{U}_1 = 515 \angle 0^\circ$, тогда $\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta U^{(1)} - j\delta U^{(1)}.$

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения:

$$\Delta U^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} R + Q_H^{(1)} X}{U_1} = \frac{0,55 \cdot 2,5 - 233 \cdot 38}{515} = -17,19 \text{ кВ},$$

$$U^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} X - Q_H^{(1)} R}{U_1} = \frac{0,55 \cdot 38 - (-233) \cdot 2,5}{515} = 1,17 \text{ кВ}.$$

Теперь напряжение в узле 2 в конце первой итерации

$$\dot{U}_2^{(1)} = 515 - (-17,19) - j1,17 = 532,19 - j1,17 = 532,19 \angle -0,126^\circ.$$

Наибольшее рабочее напряжение на классе 500 кВ составляет 525 кВ. Полученное значение напряжения превышает допустимую величину, поэтому режим холостого хода линии недопустим. Для снижения напряжения в конце линии в режиме холостого хода необходима установка шунтирующих реакторов. Выбор регулирующих устройств будет рассматриваться ниже.

Векторная диаграмма токов и напряжений линии 500 кВ в режиме холостого хода показана на рис. 3.3, при ее построении в целях наглядности не соблюден масштаб векторов.

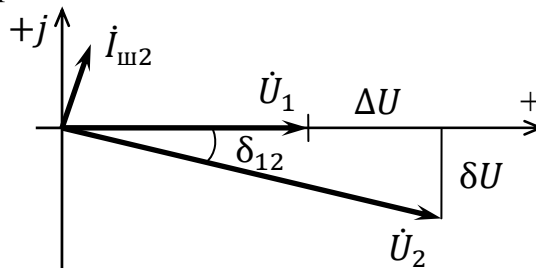


Рис. 3.3. Векторная диаграмма сети

Ток в шунте Y_2 определяется следующим образом:

$$\dot{I}_{ш2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 Y_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} 532,24 \angle -0,126^\circ \cdot j(0,91 \cdot 10^{-3}) = 0,279 \angle 89,87^\circ \text{ кА},$$

то есть ток в шунте опережает вектор напряжения в конце ЛЭП на угол $\pi/2$.

Нагрузочный режим. Как и в предыдущем расчете, на первой итерации начальное приближение напряжения в конце ЛЭП принимается равным напряжению в начале линии, $U_2^{(0)} = 515$ кВ.

Определение потерь в шунте

$$\Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_2 = 515^2 \cdot (-j9,1 \cdot 10^{-4}) = -j241,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в конце линии равен

$$\dot{S}_k^{(1)} = \Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} + S_2 = -j241,35 + 800 + j300 = (800 + j58,65) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определение потерь мощности в продольном сопротивлении и потока в начале линии:

$$\Delta \dot{S}_Z^{(1)} = \left(\frac{\dot{S}_k^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 Z = \left(\frac{800^2 + 69,4^2}{503,4^2} \right)^2 (2,5 + j38) = (6,07 + j92,19) \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_H^{(1)} = \dot{S}_k^{(1)} + \Delta \dot{S}_Z^{(1)} = 800 + j58,65 + 6,07 + j92,19 = (806,07 + j150,84) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На этом прямой ход итерации закончен.

В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце ЛЭП:

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}^{(1)}, \text{ где } \dot{U}_1 = 515 \angle 0^\circ, \text{ тогда } \dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta U^{(1)} - j\delta U^{(1)}.$$

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения:

$$\Delta U^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} R + Q_H^{(1)} X}{U_1} = \frac{806,07 \cdot 2,5 + 150,84 \cdot 38}{515} = 15 \text{ кВ},$$

$$\delta U^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} X - Q_H^{(1)} R}{U_1} = \frac{806,07 \cdot 38 - 150,84 \cdot 2,5}{515} = 58,7 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 2 в первой итерации расчета

$$\dot{U}_2^{(1)} = 515 - 15 - j58,7 = 500 - j58,7 = 503,4 | - 6,7^\circ.$$

Вторая итерация расчета отличается от первой только тем, что в качестве напряжения в конце ЛЭП используется его значение, полученное в первой итерации:

$$\Delta \dot{S}_{ш2}^{(2)} = (503,4)^2 \cdot (-j9,1 \cdot 10^{-4}) = -j230,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_\kappa^{(2)} = -j230,6 + 800 + j300 = (800 + j69,4) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_Z^{(2)} = \left(\frac{800^2 + 69,4^2}{503,4^2} \right)^2 \cdot (2,5 + j38) = (6,36 + j96,7) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_H^{(2)} = 800 + j69,4 + 6,36 + j96,7 = (806,36 + j166,1) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{U}^{(2)} = \frac{806,36 \cdot 2,5 + 166,1 \cdot 38}{515} + j \frac{806,36 \cdot 38 - 166,1 \cdot 2,5}{515} =$$

$$= (16,2 + j58,7) \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = 515 - 16,2 - j58,7 = 498,8 - j58,7 = 502,24 | - 6,7^\circ \text{ кВ}.$$

Как видно из результатов решения задачи, напряжение в конце линии 500 кВ в нагрузочном режиме не выходит за пределы длительно допустимых.

Задача 2. Построить векторные диаграммы токов и напряжений электрической сети без учета потерь мощности для сети, схема замещения которой приведена на рис. 3.4.

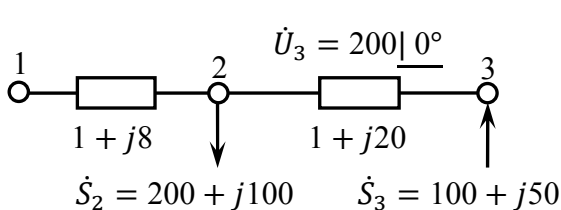


Рис. 3.4. Схема замещения сети

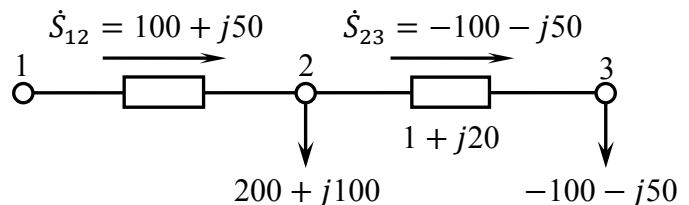


Рис. 3.5. Потокораспределение без потерь мощности

Решение задачи. В соответствии с условием задачи потери мощности не учитываются и тогда потоки мощности в начале и конце участков ЛЭП одинаковы. Потоки мощности в сети показаны на рис. 3.5, знаки потоков соответствуют условным направлениям потоков. Векторная диаграмма приведена на рис. 3.6. Построение диаграммы начинается с узла 3, в котором задано напря-

жение $U_3 = 200$ кВ, напряжение совмещается с вещественной осью комплексной плоскости. Ток узла 3:

$$\dot{I}_3 = \frac{S_3^*}{\sqrt{3}U_3} = \frac{-100 + j50}{\sqrt{3} \cdot 200} = (-0,289 + j0,145) \text{ кА.}$$

Направление тока \dot{I}_3 указывает на наличие в узле 3 генератора, что и было задано в условиях задачи, ток опережает напряжение в узле 3.

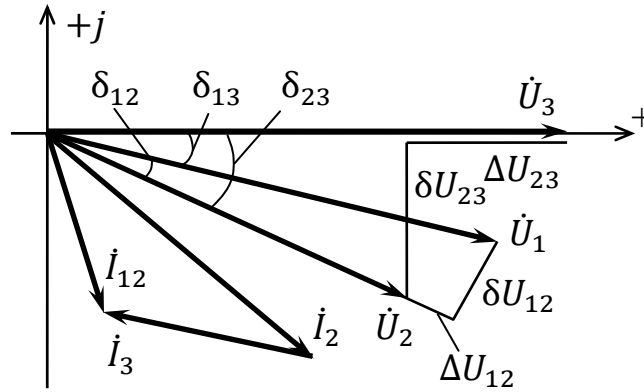


Рис. 3.6. Векторная диаграмма токов и напряжений

Напряжение в узле 2, кВ, в соответствии с условным направлением тока

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= \dot{U}_3 + \Delta \dot{U}_{23} = U_3 + \Delta U_{23} + j\delta U_{23} = U_3 + \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_3} + \\ &+ j\frac{P_{23}X_{23} - Q_{23}R_{23}}{U_3} = 200 + \frac{-100 \cdot 1 - 50 \cdot 20}{200} + \frac{j(-100 \cdot 20 - (-50) \cdot 1)}{200} = \\ &= 200 - 5,5 - j9,75 = 194,5 - j9,75 = 194,7 \angle -2,87^\circ. \end{aligned}$$

Таким образом, $\dot{U}_2 \angle \delta_{12} = 194,7 \angle -2,87^\circ$.

Ток нагрузки в узле 2:

$$\begin{aligned} \dot{I}_2 &= \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{200 - j100}{\sqrt{3}(194,5 + j9,75)} = \frac{(200 - j100)(194,5 - j9,75)}{\sqrt{3} \cdot 194,7^2} = \\ &= (0,578 - j0,326) \text{ кА.} \end{aligned}$$

Ток нагрузки узла 2 отстает от напряжения в узле 2 на угол φ_2 , где

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = P_2/Q_2 = 1/2, \quad \varphi_2 = 26^\circ.$$

Тогда ток на участке 1–2 определяется по первому закону Кирхгофа

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = 0,578 - j0,326 - 0,289 + j0,145 = (0,289 - j0,181) \text{ кА.}$$

Напряжение в узле 1, кВ, определяется по отношению к напряжению узла 2 по тому же принципу, как найдено U_2 по отношению к U_3 , при этом в качестве исходного используется модуль напряжения в узле 2: $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12}$,

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12} = 194,7 + \frac{100 \cdot 1 + 50 \cdot 8}{194,7} + \frac{j(100 \cdot 8 - 50 \cdot 1)}{194,7} = \\ &= 194,7 + 2,57 + j3,85 = 197,27 + j3,85 = 197,3 \angle 1,12^\circ; \end{aligned}$$

$$U_1 | \delta_{12} = 197,3 | 1,12^\circ.$$

Угол напряжения \dot{U}_1 найден по отношению к напряжению \dot{U}_2 , абсолютный угол напряжения \dot{U}_1 по отношению к заданному напряжению \dot{U}_3 определяется как алгебраическая сумма углов напряжений \dot{U}_2 по отношению к \dot{U}_1 и \dot{U}_3 по отношению к \dot{U}_2 , т. е.

$$\delta_{13} = \delta_{12} + \delta_{23} = 1,12^\circ - 2,87^\circ = -1,75^\circ; \quad U_3 | \delta_{13} = 197,3 | -1,75^\circ.$$

Задача 3. Определить напряжение в узле A в сети с равномерно распределенной нагрузкой, плотность нагрузки $p = 0,3$ МВт/км. Схема сети показана на рис. 3.7, напряжение базисного узла $U = 3,3$ кВ, нагрузка узла A $\dot{S}_A = 2 + j1,6$ МВ · А, длины линий приведены на схеме. При решении принять $R_0 = 0,1$ Ом/км, $X_0 = 0,2$ Ом/км. Потерями мощности пренебречь.

Решение задачи. Расчет параметров режима электрической сети с равномерно распределенной нагрузкой производится при замене распределенной нагрузки на суммарную сосредоточенную, включенную в центре питания распределенной нагрузки (точка B). Суммарная нагрузка $P = p\ell = 0,3 \cdot 1 = 0,3$ МВт.

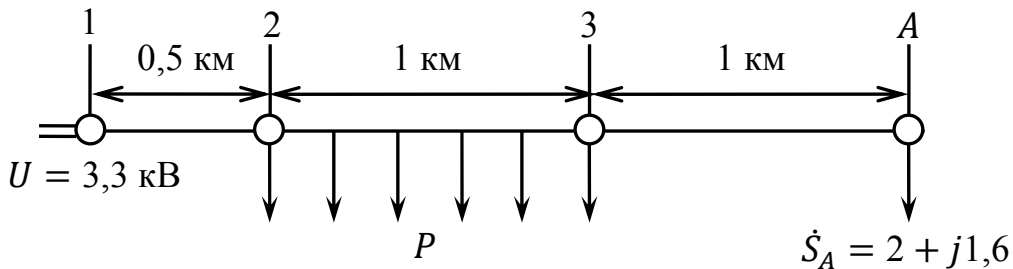


Рис. 3.7. Исходная схема

Определение параметров схемы замещения:

- участок 1–2: $R_{12} = 0,1 \cdot 0,5 = 0,05$ Ом; $X_{12} = 0,2 \cdot 0,5 = 0,1$ Ом;
- участок 3–A: $R_{3A} = 0,1 \cdot 1 = 0,1$ Ом; $X_{3A} = 0,2 \cdot 1 = 0,2$ Ом;
- участок 2–3, сопротивление линии с равномерно распределенной нагрузкой обычно принимается чисто активным, поэтому $R_{23} = 0,1 \cdot 1 = 0,1$ Ом.

Схема замещения сети показана на рис. 3.8, а, эквивалентная схема замещения — на рис. 3.8, б.

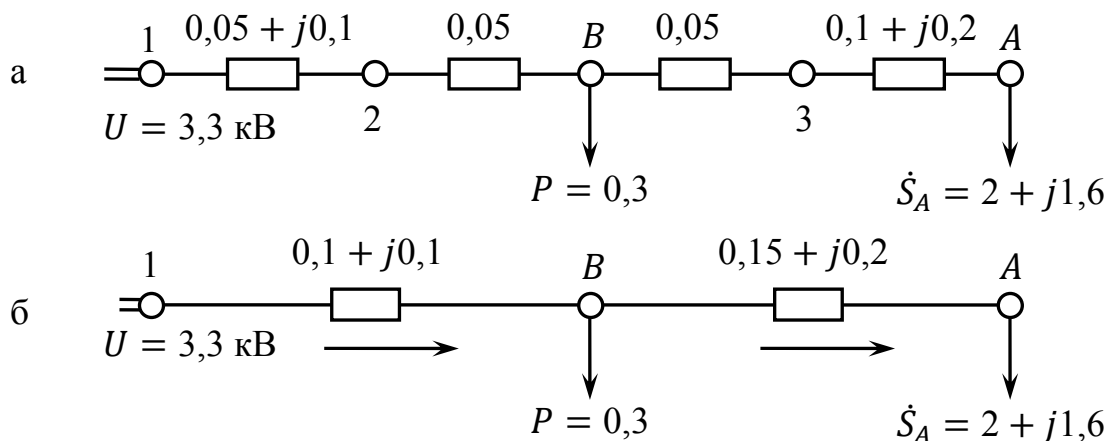


Рис. 3.8. Схема замещения сети:
а – исходная; б – эквивалентная

Потери мощности не учитываются, поэтому потоки, МВ·А, в сети зависят только от нагрузок:

$$\dot{S}_{AB} = \dot{S}_A = 2 + j1,6; \quad \dot{S}_{1B} = \dot{S}_{AB} + P_B = 2 + j1,6 + 0,3 = 2,3 + j1,6.$$

Напряжение узла B в соответствии с направлением мощности определяется как:

$$\dot{U}_B = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{1B}; \quad \Delta \dot{U}_{1B} = \Delta U_{1B} + j\delta U_{1B};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{2,3 \cdot 0,1 + 1,6 \cdot 0,1}{3,3} = 0,118 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{1B} = \frac{PX - QR}{U} = \frac{2,3 \cdot 0,1 - 1,6 \cdot 0,1}{3,3} = 0,021 \text{ кВ}.$$

В сети с $U_{\text{ном}} = 3 \text{ кВ}$ поперечная составляющая падения напряжения мала и ею можно пренебречь, тогда

$$U_B = U_1 - \Delta U_{12} = 3,3 - 0,118 = 3,182 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле A : $\dot{U}_A = \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_{AB}$,

$$\Delta U_{AB} = \frac{2 \cdot 0,15 + 1,6 \cdot 0,2}{3,182} = 0,195 \text{ кВ}; \quad U_A = 3,182 - 0,195 = 2,987 \text{ кВ}.$$

Задача 4. Выполнить электрический расчет сети, показанной на рис. 3.9. Линия выполнена сечением 2АС–400, длина линии 100 км, два трансформатора ТРДЦН–63000/220, нагрузка $P_3 = 100 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$, напряжение базисного узла 230 кВ.

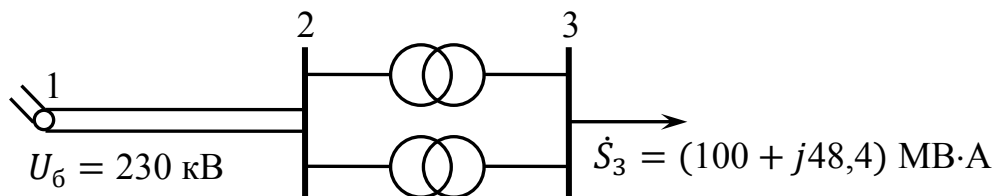


Рис. 3.9. Исходная схема сети

Решение задачи. Расчет электрической сети, в которой заданы напряжение питающего (базисного) узла и мощность нагрузки, сводится к итерационному процессу. Схема замещения сети приведена на рис. 3.10. Параметры схемы замещения сети определены с использованием [2].

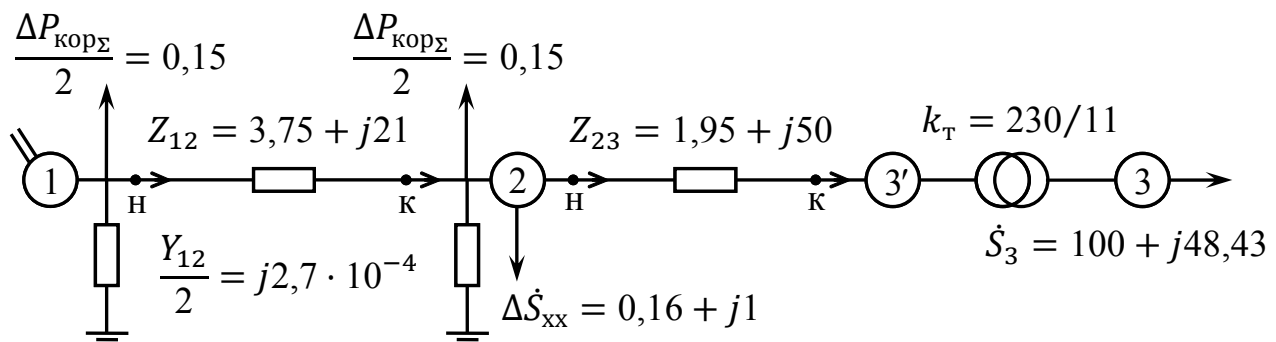


Рис. 3.10. Схема замещения сети

1. Линия электропередачи (участок 1–2).

Для сечения АС–400:

$$r_0 = 0,075 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км};$$

$$\Delta P_{\text{кор max}} = 1,7 \text{ кВт/км}; \quad \Delta P_{\text{кор min}} = 1,3 \text{ кВт/км};$$

$$Z_{12} = Z_{\text{л}} = (r_0 + jx_0)\ell \cdot \frac{1}{n} = (0,75 + j0,42) \cdot 100 \cdot \frac{1}{2} = (3,75 + j21) \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{кор ср}} = \frac{\Delta P_{\text{кор max}} + \Delta P_{\text{кор min}}}{2} = \frac{1,7 + 1,3}{2} = 1,5 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{\text{кор}\Sigma} = \Delta P_{\text{кор ср}} \ell n = 1,5 \cdot 100 \cdot 2 = 0,3 \text{ МВт};$$

$$\frac{Y_{12}}{2} = \frac{Y_{\text{л}}}{2} = \frac{1}{2} j b_0 \ell n = \frac{1}{2} j 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 2 = j 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

2. Трансформатор (участок 2–3).

Параметры трансформатора ТРДЦН–63000/220:

$$R_{\text{T}} = 3,9 \text{ Ом}; \quad X_{\text{T}} = 100,7 \text{ Ом}; \quad \Delta P_{\text{xx}} = 0,082 \text{ МВт}; \quad \Delta Q_{\text{xx}} = 0,504 \text{ МВАр};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{xx}} = \Delta \dot{S}_{\text{xxT}} n = (\Delta P_{\text{xx}} + j \Delta Q_{\text{xx}}) n = (0,082 + j0,504) \cdot 2 = (0,164 + j1,008) \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$Z_{23} = Z_{\text{T}} \cdot \frac{1}{n} = (R_{\text{T}} + jX_{\text{T}}) \cdot \frac{1}{n} = (3,9 + j100,7) \cdot \frac{1}{2} = (1,95 + j50,35) \text{ Ом}.$$

Итерационный процесс расчета установившегося режима сети складывается из прямого и обратного ходов. Прямой ход включает определение потоко-распределения в сети с учетом потерь мощности, обратный связан с расчетом напряжений узлов сети.

Прямой ход первой итерации

Для выполнения расчета потокораспределения необходимо задать начальные приближения напряжений в узлах сети. Пусть $U_2^{(0)} = 220 \text{ кВ}$, $U_{3'}^{(0)} = 210 \text{ кВ}$.

Расчет начинается с конца передачи (рис. 3.10). Поток в конце участка 2–3', совпадает с нагрузкой, т. к. участок 3'–3 является идеальным трансформатором,

$$\dot{S}_{23'}^{K(1)} = \dot{S}_3 = (100 + j48,4) \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности на участке 2–3:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{23}^{(1)} &= \left(\frac{\dot{S}_{23'}^{K(1)}}{U_{3'}^{(0)}} \right)^2 Z_{23} = \frac{\left(P_{23'}^{K(1)} \right)^2 + \left(Q_{23'}^{K(1)} \right)^2}{\left(U_{3'}^{(0)} \right)^2} (R_{23} + jX_{23}) = \\ &= \frac{100^2 + 48,4^2}{210^2} (1,95 + j50,35) = (0,55 + j14,1) \text{ МВ}\cdot\text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23}^{H(1)} = \dot{S}_{23}^{K(1)} + \Delta \dot{S}_{23}^{(1)} = 100 + j48,4 + 0,55 + j14,1 = (100,55 + j62,5) \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^{K(1)} = \dot{S}_{23}^{H(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{xx}} + \frac{\Delta P_{\text{кор}\Sigma}}{2} + \Delta \dot{S}_{\text{ш2}}^{(1)};$$

$$\Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} = \frac{\hat{Y}_{12}}{2} (U_2^{(0)})^2 = -j2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = -j13,07 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^{K(1)} = 100,55 + j62,5 + 0,16 + j1 + 0,15 - j13,07 = (100,86 + j50,43) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12}^{H(1)} = \dot{S}_{12}^{K(1)} + \Delta \dot{S}_{12}^{(1)};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{12}^{(1)} &= \left(\frac{\dot{S}_{12}^{K(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 Z_{23} = \frac{(P_{12}^{K(1)})^2 + (Q_{12}^{K(1)})^2}{(U_2^{(0)})^2} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{100,86^2 + 50,43^2}{220^2} (3,75 + j21) = (0,99 + j5,52) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^{H(1)} = 100,86 + j50,43 + 0,99 + j5,52 = (101,85 + j55,95) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На этом заканчивается прямой ход первой итерации. Учет потерь в шунте узла 1 в данном случае не требуется, так как они не влияют на уровни напряжений (узел 1 – шины бесконечной мощности).

Обратный ход первой итерации

Обратный ход позволяет уточнить напряжения узлов. В соответствии с условным направлением потока (в данном случае совпадает с действительным), напряжение узла 2 можно выразить через известное напряжение питающего узла $\dot{U}_1 = \dot{U}_6$:

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{12}^{(1)} = \Delta U_{12}^{(1)} + j\delta U_{12}^{(1)}.$$

Вектор падения напряжения на участке 1–2 ($\Delta \dot{U}_{12}^{(1)}$) выражается через продольную ($\Delta U_{12}^{(1)}$) и поперечную ($\delta U_{12}^{(1)}$) составляющие, ориентированные относительно известного вектора \dot{U}_1 .

$$\text{Теперь } \dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta U_{12}^{(1)} - j\delta U_{12}^{(1)}.$$

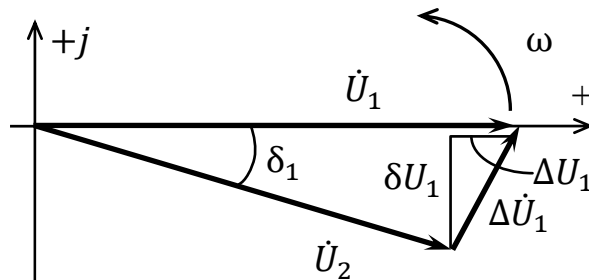


Рис. 3.11. Векторная диаграмма напряжений участка 1–2

Связь напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 показана на диаграмме напряжений (рис. 3.11), изображенной на вращающейся с частотой ω комплексной плоскости.

$$\Delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} R_{12} + Q_{12}^{H(1)} X_{12}}{U_1} = \frac{101,85 \cdot 3,75 + 55,95 \cdot 21}{230} = 6,66 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} X_{12} - Q_{12}^{H(1)} R_{12}}{U_1} = \frac{101,85 \cdot 21 - 55,95 \cdot 3,75}{230} = 8,39 \text{ кВ}.$$

Угол $\delta_{12}^{(1)}$ вектора $\dot{U}_2^{(1)}$ определяется по соотношению

$$\delta_{12}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{(1)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{(1)}} = \arctg \frac{-8,39}{230 - 6,66} = -2,15^\circ.$$

Модуль вектора $\dot{U}_2^{(1)}$:

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(1)})^2 + (\delta U_{12}^{(1)})^2} = \sqrt{(230 - 6,66)^2 + 8,39^2} = 223,57 \text{ кВ}.$$

Таким образом, $\dot{U}_2^{(1)} = 223,5 | -2,15^\circ \text{ кВ}.$

Аналогично выполнен расчет напряжения узла 3' по отношению к $\dot{U}_2^{(1)}$:

$$\dot{U}_{3'}^{(1)} = \dot{U}_2 - \Delta \dot{U}_{23'}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{23'}^{(1)} = \Delta U_{23'}^{(1)} + j\delta U_{23'}^{(1)}.$$

Теперь $\dot{U}_{3'}^{(1)} = U_2 - \Delta U_{23'}^{(1)} - j\delta U_{23'}^{(1)}$,

$$\Delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} R_{23} + Q_{23}^{H(1)} X_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{100,55 \cdot 1,95 + 62,5 \cdot 50,35}{223,5} = 14,96 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} X_{23} - Q_{23}^{H(1)} R_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{100,55 \cdot 50,35 - 62,5 \cdot 1,95}{223,5} = 22,11 \text{ кВ}.$$

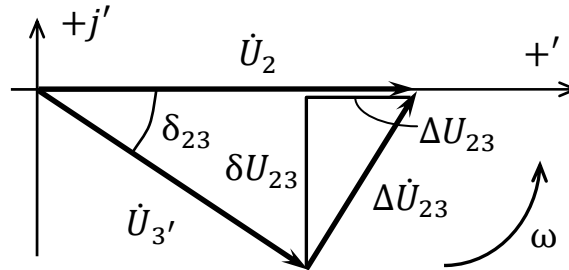


Рис. 3.12. Векторная диаграмма напряжений участка 2–3

Векторная диаграмма напряжений участка 2–3' показана на рис. 3.12 в новых осях (+'; +j'), совмещенных с вектором $\dot{U}_2^{(1)}$.

Угол $\delta_{23'}^{(1)}$ вектора $\dot{U}_{3'}^{(1)}$ по отношению к напряжению $\dot{U}_2^{(1)}$ определяется как

$$\delta_{23'}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{23'}^{(1)}}{U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}} = \arctg \frac{-22,11}{223,5 - 14,96} = -6,25^\circ.$$

Модуль вектора $\dot{U}_{3'}^{(1)}$

$$U_{3'}^{(1)} = \sqrt{(U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)})^2 + (\delta U_{23'}^{(1)})^2} = \sqrt{(223,5 - 14,96)^2 + 22,11^2} = 208,6 \text{ кВ}.$$

$$\dot{U}_{3'}^{(1)} = 201,94 | -6,25^\circ \text{ кВ}.$$

Векторные диаграммы участков 1–2 и 2–3' совмещены на рис. 3.13, там же показаны абсолютные углы напряжений по отношению к заданному базисному напряжению. Сопоставление векторных диаграмм участков 1–2 и 2–3' и всей

сети показало, что модули напряжений на обеих диаграммах одинаковы. Вектор напряжения в узле 3', $\dot{U}_{3'}$, имеет абсолютный угол

$$\delta_{13}^{(1)} = \delta_{12}^{(1)} + \delta_{23}^{(1)} = -2,15^\circ - 6,25^\circ = -8,4^\circ.$$

Таким образом, напряжение $\dot{U}_{3'}^{(1)} = 208,6 | -8,4^\circ$ кВ.

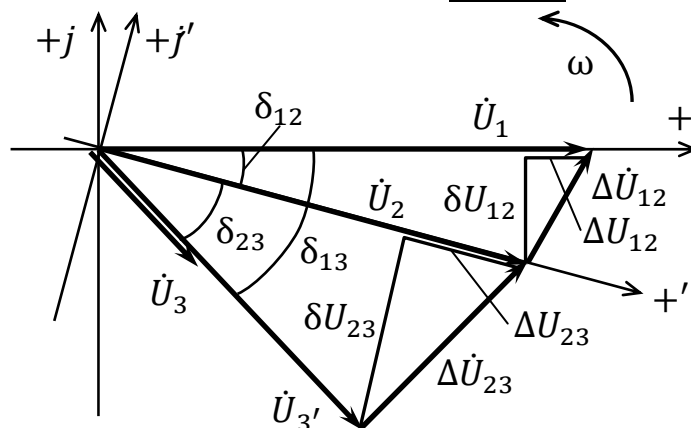


Рис. 3.13. Векторная диаграмма напряжений сети

Напряжение на низшей стороне трансформатора совпадает по направлению с напряжением $\dot{U}_{3'}^{(1)}$ и определяется по выражению

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{\dot{U}_{3'}^{(1)}}{k_T} = \frac{208,6 | -8,4^\circ}{230/11} = 9,98 | -8,4^\circ \text{ кВ.}$$

На этом закончена первая итерация расчета. Вторая итерация отличается от первой только тем, что начальные приближения напряжений узлов заменяются на полученные в первой итерации. В целях наглядности при построении векторных диаграмм не соблюден масштаб векторов.

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

4.1. Общие положения

Расчет параметров установившихся режимов сети с двухсторонним питанием и ее частным случаем — кольцевой сетью — основан на итерационном процессе последовательного уточнения параметров режима от некоторого их начального приближения до найденного с предварительно заданной точностью.

Расчет базируется на применении правила электрических моментов для определения токов (потоков без учета потерь) в сети с последующим учетом потерь и уточнением параметров режима. Поток в кольцевой сети на головном (ближайшем к балансирующему узлу) участке вычисляется непосредственно по правилу электрических моментов, а в сети с двухсторонним питанием и различными напряжениями питающих узлов головной поток равен сумме потока, найденного по правилу электрических моментов и уравнивающего потока, обусловленного различием напряжений питающих узлов.

Головной ток \dot{I}_r (поток \dot{S}_r) определяется в зависимости от нагрузочных токов \dot{I}_i (потоков \dot{S}_i) узлов i и сопротивлений Z_{iB} (\hat{Z}_{iB}) участков сети от нагрузоч-

ных узлов i до питающего узла B , противоположного узлу A , принятому за головной,

$$\dot{I}_r = \frac{\sum \dot{I}_i Z_{iB}}{Z_{AB}}; \quad \dot{S}_r = \frac{\sum \dot{S}_i \hat{Z}_{iB}}{\hat{Z}_{AB}}.$$

Уравнительные ток ($\dot{I}_{ур}$) или поток ($\dot{S}_{ур}$), обусловленные различными напряжениями питающих узлов A и B ($\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$), определяются по формулам:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} Z_{AB}}; \quad \dot{S}_{ур} = \frac{U_A^* - U_B^*}{\hat{Z}_{AB}} \cdot \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B}{2}.$$

Расчет, связанный с учетом потерь, выполняется аналогично расчету разомкнутой сети. Все необходимые расчетные формулы приведены в [3].

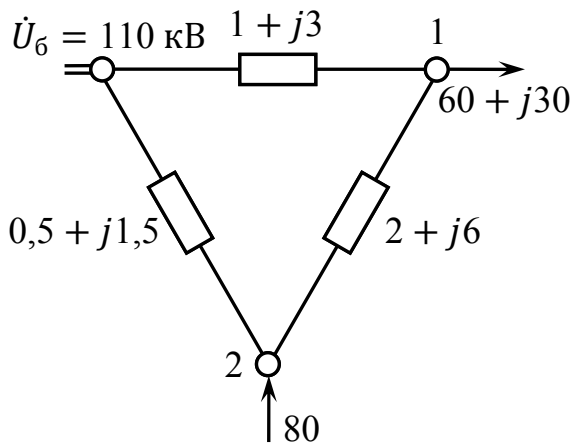


Рис. 4.1. Исходная схема

4.2. Типовые задачи

Задача 1. Определить потокораспределение в сети, приведенной на рис. 4.1 без учета потерь мощности и генерации линий, и напряжения узлов. Построить векторные диаграммы напряжений и токов. Нагрузки заданы в мегавольт-амперах, сопротивления — в омах.

Решение задачи. Анализ параметров сети показывает, что отношение R/X для всех линий одинаково, следовательно, сеть однородная и можно использовать для определения головного потока \dot{S}_r (рис. 4.2) правило электрических моментов в эквивалентных длинах (или учесть только активные или реактивные сопротивления).

ределения головного потока \dot{S}_r (рис. 4.2) правило электрических моментов в эквивалентных длинах (или учесть только активные или реактивные сопротивления).

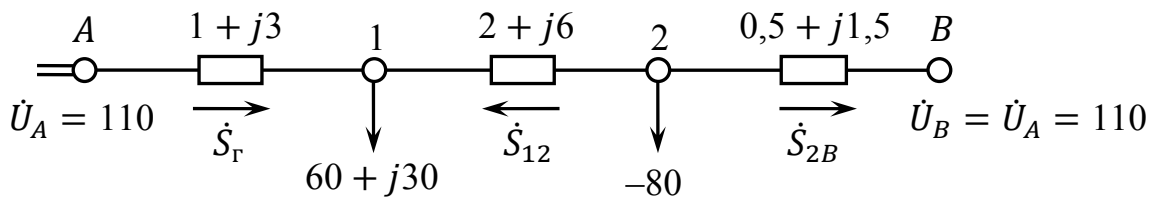


Рис. 4.2. Расчет кольца

Тогда:

$$\dot{S}_r = \frac{\sum \dot{S}_i \ell_{iB}}{\ell_{AB}} = \frac{\sum \dot{S}_i x_{iB}}{x_{AB}} = \frac{(60 + j30) \cdot 7,5 - 80 \cdot 1,5}{10,5} = (31,4 + j21,4) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{12} = 60 + j30 - 31,4 - j21,4 = (28,6 + j8,6) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{2B} = 80 - j28,6 - j8,6 = (51,4 - j8,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери в сети не учитываются и расчет потоков в кольце закончен.

Расчет напряжений в узлах:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{1A} = U_A - \Delta U_{1A} - j\delta U_{1A};$$

$$\Delta U_{1A} = \frac{P_{1A}R_{1A} + Q_{1A}X_{1A}}{U_A} = \frac{31,4 \cdot 1 + 21,4 \cdot 3}{110} = 0,87 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{1A} = \frac{P_{1A}X_{1A} - Q_{1A}R_{1A}}{U_A} = \frac{31,4 \cdot 3 - 21,4 \cdot 1}{110} = 0,66 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{(110 - 0,87)^2 + 0,66^2} = 109,13 \text{ кВ};$$

$$\delta_{1A} = \arctg \frac{\delta U_{1A}}{U_A - \Delta U_{1A}} = \arctg \frac{-0,66}{110 - 0,87} = -0,4^\circ;$$

$$\dot{U}_1 = 109,13 | -0,4^\circ;$$

$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 + \Delta \dot{U}_{12}$ — в соответствии с направлением потока на участке 1–2,

$$\dot{U}_2 = U_1 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = \frac{28,6 \cdot 2 + 8,6 \cdot 6}{109,13} = 0,99 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}X_{12} - Q_{12}R_{12}}{U_1} = \frac{28,6 \cdot 6 - 8,6 \cdot 2}{109,13} = 1,41 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{(109,13 + 0,99)^2 + 1,41^2} = 110,13 \text{ кВ};$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_1 + \Delta U_{12}} = \arctg \frac{1,41}{109,13 + 0,99} = 0,9^\circ;$$

$$\dot{U}_2 = 110,13 | -0,4^\circ + 0,9^\circ = 110,13 | 0,5^\circ.$$

Проверка точности расчета (расчет напряжения в точке B) не выполняется, такая проверка имеет смысл только при учете потерь мощности в сети.

Расчет фазных токов нагрузок $\dot{I}_i = \dot{S}_i / (\sqrt{3} \dot{U}_i)$:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3} \dot{U}_1^*} = \frac{60 - j30}{109,13 | 0,4^\circ \cdot \sqrt{3}} = (0,315 - j0,158) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_2^*}{\sqrt{3} \dot{U}_2^*} = \frac{-80}{110,13 | -0,5^\circ \cdot \sqrt{3}} = (-0,42 - j0,005) \text{ кА}.$$

Токи в ветвях можно найти через мощности или по правилу моментов в токах:

$$\dot{I}_{1A} = \frac{\sum \dot{I}_i x_{iB}}{x_{AB}} = \frac{(0,315 - j0,158)7,5 - (0,42 + j0,005)1,5}{10,5} = (0,165 - j0,112) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{12} = 0,315 - j0,158 - (0,165 - j0,112) = (0,15 - j0,046) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{2B} = 0,42 + j0,005 - (0,15 - j0,046) = (0,27 + j0,051) \text{ кА}.$$

Результаты расчета установившегося режима сети показаны на рис. 4.3. Векторная диаграмма токов и напряжений показана на рис. 4.4.

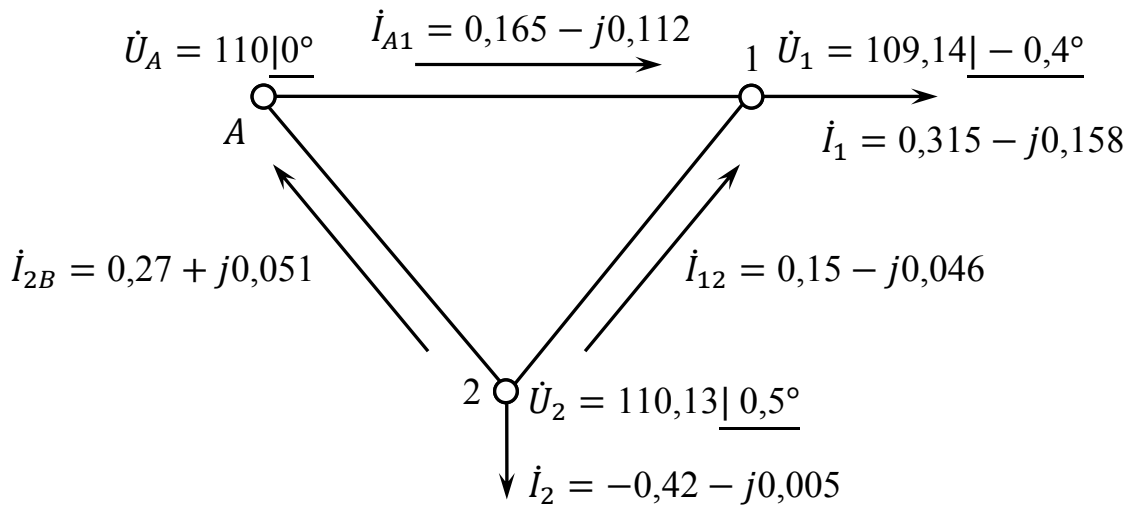


Рис. 4.3. Результат расчета установившегося режима

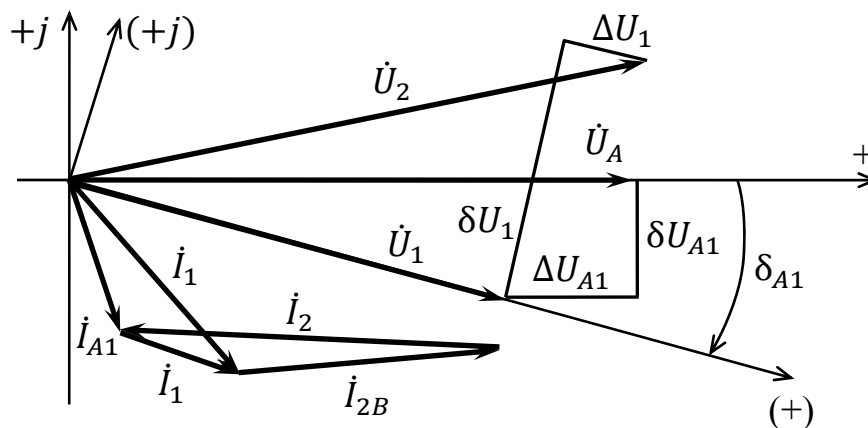


Рис. 4.4. Векторная диаграмма сети

Задача 2. Определить токи в ветвях сети линии с двухсторонним питанием с разными напряжениями по концам передачи: $\dot{U}_A = 115$ кВ, $\dot{U}_B = 110$ кВ. Схема замещения сети приведена на рис. 4.5, токи указаны в килоамперах, сопротивления — в омах.

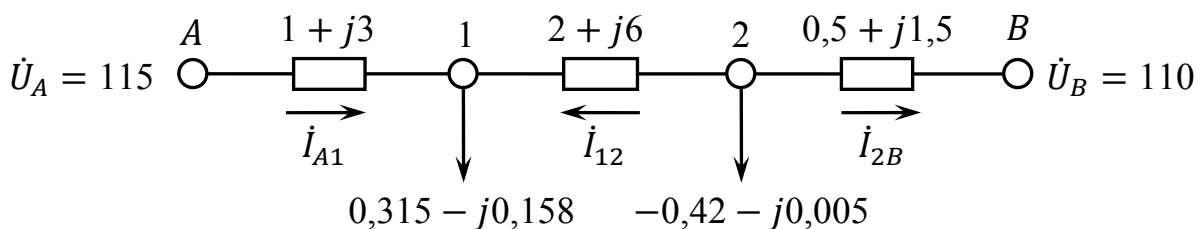


Рис. 4.5. Схема замещения сети

Решение задачи. В связи с тем, что напряжения по концам передачи не равны $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$ и существует разница напряжений узлов $\Delta \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$, ток на участке A–1 определится как сумма двух токов $\dot{I}_Г$ и \dot{I}_{yp} : $\dot{I}_{A1} = \dot{I}_Г + \dot{I}_{yp}$.

Ток $\dot{I}_Г$ определяется по правилу электрических моментов для однородной сети, так как на всех участках отношение R/X одинаково,

$$i_r = \frac{\sum \dot{I}_i x_{iB}}{x_{AB}} = \frac{(0,315 - j0,158) \cdot 7,5 - (0,42 + j0,005) \cdot 1,5}{10,5} = (0,165 - j0,112) \text{ кА.}$$

Уравнительный ток $\dot{I}_{\text{ур}}$, обусловленный разницей напряжений \dot{U}_A и \dot{U}_B , определяется по формуле

$$\dot{I}_{\text{ур}} = \frac{\Delta \dot{U}_{AB}}{Z_{AB} \sqrt{3}}.$$

$$\Delta \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B = 115 - 110 = 5 \text{ кВ};$$

$$Z_{AB} = Z_{A1} + Z_{12} + Z_{2B} = (3,5 + j10,5) \text{ Ом};$$

$$\dot{I}_{\text{ур}} = \frac{5}{1,73(3,5 + j10,5)} = \frac{5 \cdot (3,5 - j10,5)}{1,73(3,5^2 + j10,5^2)} = (0,08 - j0,248) \text{ кА.}$$

Теперь:

$$\dot{I}_{A1} = 0,165 - j0,112 + 0,08 - j0,248 = (0,245 - j0,36) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{12} = 0,315 - j0,158 - (0,245 - j0,36) = (0,07 + j0,202) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{2B} = -0,42 - j0,005 - (0,07 + j0,202) = (0,35 + j0,197) \text{ кА.}$$

5. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

5.1. Общие положения

Расчет параметров сложнозамкнутых сетей (два и более зависимых контура) производится на основе следующих основных методов [3].

Метод преобразования — предназначен для эквивалентирования (упрощения) сети, сведения ее к одноконтурной или разомкнутой с дальнейшим использованием для расчета параметров режима материала предыдущих параграфов.

Метод контурных уравнений — предназначен для расчета токов (потоков без учета потерь) в ветвях сети.

Метод уравнений узловых напряжений — позволяет точно найти напряжения в узлах сети при заданных токах нагрузки (приблизительно при заданных мощностях).

Метод коэффициентов распределения — предназначен для многократных расчетов токораспределения (потокораспределения без потерь) для одной сети.

5.2. Типовые задачи

Задача 1. Найти потокораспределение в однородной сети, приведенной на рис. 5.1, методом преобразования. Нагрузки узлов заданы в мегавольт-амперах, длины линий — в километрах. Расчет выполнить без учета потерь мощности в сети.

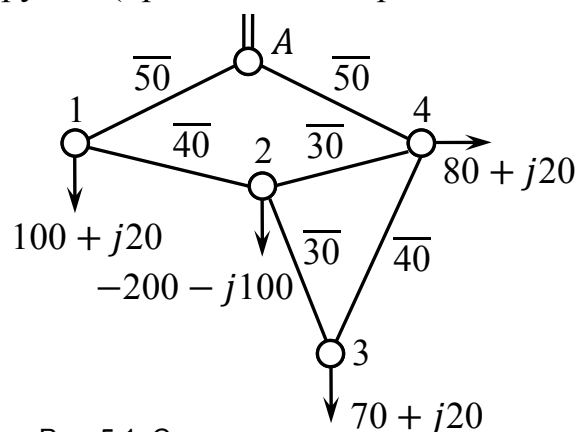


Рис. 5.1. Схема сети

Решение задачи. Для упрощения сети применяется разнос нагрузки (первый шаг) из узла 3 по узлам 2 и 4. Новые значения мощностей в узлах 2 и 4 определяются по соотношениям:

$$\dot{S}_2^H = \dot{S}_2 + \dot{S}_3'; \quad \dot{S}_4^H = \dot{S}_4 + \dot{S}_3'',$$

где \dot{S}_3' и \dot{S}_3'' — доли нагрузки узла 3, отнесенные к узлам 2 и 4 соответственно. Нагрузка между узлами разносится обратно пропорционально сопротивлению, т. е.

$$\dot{S}_3' = \dot{S}_3 \frac{\hat{Z}_{34}}{\hat{Z}_{34} + \hat{Z}_{23}}; \quad \dot{S}_3'' = \dot{S}_3 \frac{\hat{Z}_{23}}{\hat{Z}_{34} + \hat{Z}_{23}}.$$

Ввиду того, что сеть однородная, сопротивления можно заменить эквивалентными длинами, т. е.

$$\dot{S}_3' = \dot{S}_3 \frac{\ell_{34}}{\ell_{34} + \ell_{23}}; \quad \dot{S}_3'' = \dot{S}_3 \frac{\ell_{23}}{\ell_{34} + \ell_{23}}.$$

$$\dot{S}_3' = (70 + j20) \frac{40}{40 + 30} = (40 + j11,43) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_3'' = (70 + j20) \frac{30}{40 + 30} = (30 + j8,57) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Новые значения мощностей в узлах 2 и 4:

$$\dot{S}_2^H = -200 - j100 + 40 + j11,57 = (-160 - j88,57) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_4^H = 80 + j20 + 30 + j8,57 = (110 + j28,57) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В результате преобразования получена схема, показанная на рис. 5.2, а. Поскольку в узле 3 нагрузки нет, можно произвести пассивное преобразование сети (второй шаг), а именно эквивалентные длины ℓ_{23} и ℓ_{34} соединить последовательно, обозначив полученную величину ℓ'_{24} , а затем эквивалентные длины ℓ_{24} и ℓ'_{24} соединить параллельно, обозначив результат ℓ_{24}^H :

$$\ell'_{24} = \ell_{23} + \ell_{34} = 30 + 40 = 70; \quad \ell_{24}^H = \frac{\ell_{24} \ell'_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = \frac{30 \cdot 70}{30 + 70} = 21.$$

Преобразованная схема изображена на рис. 5.2, б.

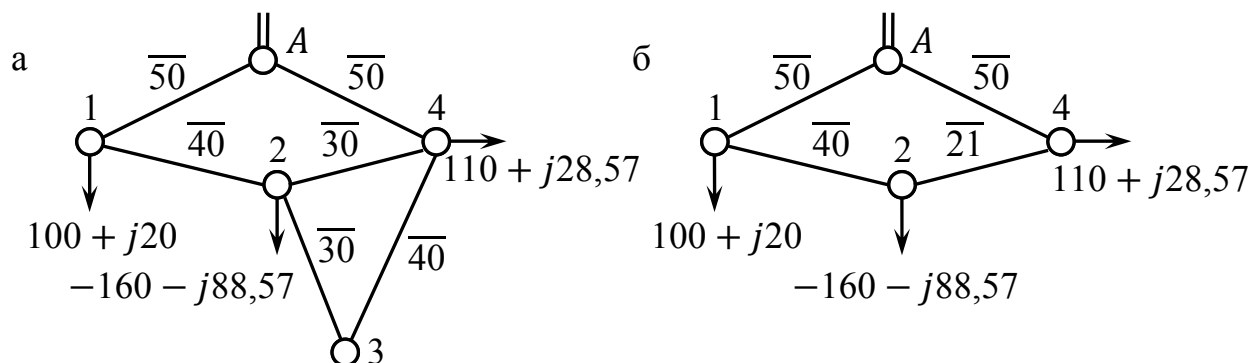


Рис. 5.2. Упрощение сети:
а — первый шаг; б — второй шаг

Расчет кольца выполняется с использованием правила моментов в мощностях и длинах (рисунок 5.3), поток мощности на головном участке определяется следующим образом

$$\begin{aligned}\dot{S}_r &= \frac{\dot{S}_4^H \ell_{4B} - \dot{S}_2^H \ell_{2B} + \dot{S}_1 \ell_{1B}}{\ell_{AB}} = \\ &= \frac{(100 + j28,57)(21 + 40 + 50) - (160 + j88,57)(40 + 50) + (100 + j20) \cdot 50}{50 + 21 + 40 + 50} = \\ &= (17,45 - j23,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

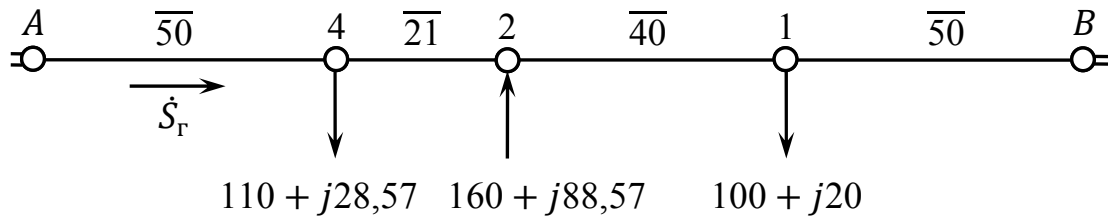


Рис. 5.3. Расчет кольца

Потоки мощности на других участках определяются с использованием первого закона Кирхгофа, без учета потерь мощности:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{42}^H &= \dot{S}_r - \dot{S}_4^H = 17,45 - j23,6 - 110 - j28,57 = (-92,55 - j52,17) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_{21} &= \dot{S}_{42} + \dot{S}_2^H = -92,55 - j52,17 + 160 + j88,57 = (67,45 + j36,48) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_{1B} &= \dot{S}_{21} - \dot{S}_1 = 67,45 + j36,48 - 100 - j20 = (-32,55 + j16,48) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

По эквивалентной длине ℓ_{24}^H протекает мощность от узла 2 к узлу 4, равная $\dot{S}_{24}^H = (92,55 + j52,17) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Возвращаясь к схеме, изображенной на рис. 5.2, а, определяем потоки мощности, протекающие по длинам ℓ_{24} и ℓ'_{24} . Потоки мощности распределяются обратно пропорционально длинам: $\ell_{24} = 30$; $\ell'_{24} = 70$.

$$\begin{aligned}\dot{S}_{24} &= \dot{S}_{24}^H \frac{\ell'_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = (92,55 + j52,17) \frac{70}{30 + 70} = (64,785 + j36,519) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}'_{24} &= \dot{S}_{24}^H \frac{\ell_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = (92,55 + j52,17) \frac{30}{30 + 70} = (27,765 + j15,651) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

При возвращении нагрузки в узел 3 (схема соответствует рис. 5.4) получено наложение потоков мощностей. По ветвям 2–3 и 3–4 протекает поток мощности, равный \dot{S}'_{24} . Кроме того, по ветви 2–3 протекает поток \dot{S}'_3 , сонаправленный с потоком \dot{S}'_{24} , а по ветви 3–4 протекает поток \dot{S}''_3 , направленный противоположно потоку \dot{S}'_{24} . Таким образом:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{23} &= \dot{S}'_{24} + \dot{S}'_3 = 27,765 + j15,651 + 40 + j11,43 = (67,765 + j27,081) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_{43} &= \dot{S}'_{24} + \dot{S}''_3 = -27,765 - j15,651 + 30 + j8,57 = (2,235 - j7,081) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

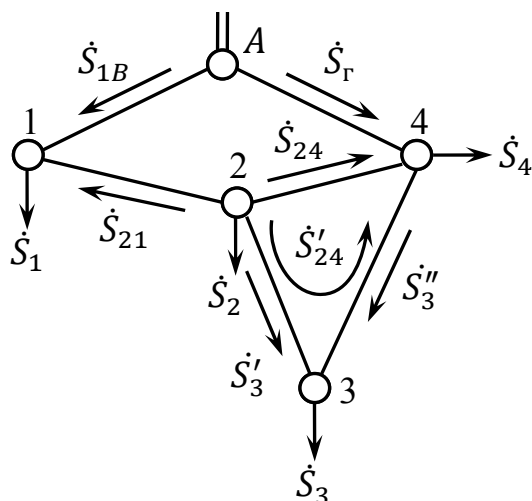


Рис. 5.4. Обратное преобразование сети

Результаты потокораспределения мощностей изображены на схеме рис. 5.5.

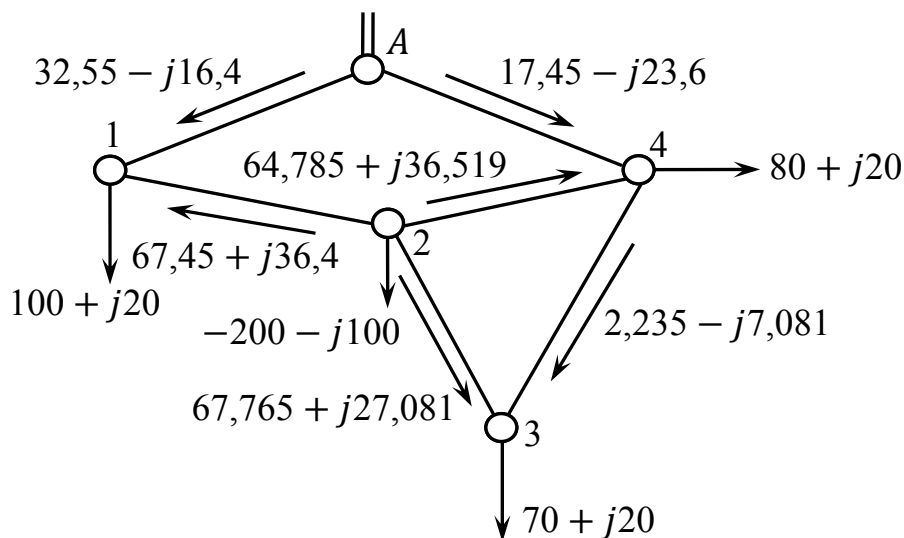


Рис. 5.5. Результаты расчета установившегося режима

Задача 2. Найти поток мощности на участке 1–2 методом контурных уравнений. Схема сети показана на рис. 5.6.

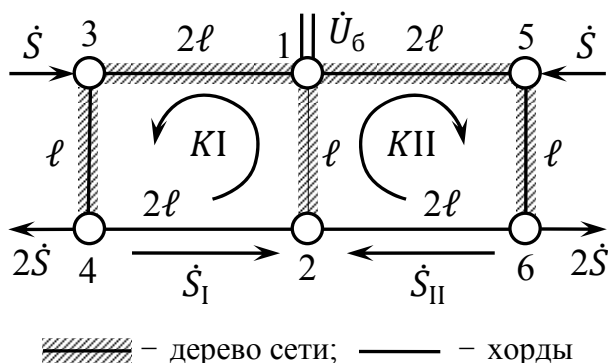


Рис. 5.6. Схема сети

Решение задачи. Для составления контурных уравнений необходимо выделить «дерево» сети, выбрать хорды и задать направления хорд. \dot{S}_I — первый контурный поток (в хорде 4–2), \dot{S}_{II} — второй контурный поток (в хорде 2–6).

Контурные уравнения состоят из левой и правой частей. В левой части собственный контурный поток умножается на собственное сопротивление контура (то есть сумму сопротивлений всех ветвей, входящих в контур). Контурный поток второго контура умножается на взаимное сопротивление первого и второго контуров. Взаимное сопротивление берется со знаком «+», если направления обхода первого и второго контуров совпадают.

В правую часть входят мощности нагрузок, умноженные на сопротивления тех ветвей «дерева» сети, входящих в данный контур, по которым они протекают от базисного узла. Если направление потока в «дереве» противоположно направлению обхода контура, то в правой части слагаемое с этим потоком имеет знак «+». Если направления совпадают, то знак «-».

Для однородной сети сопротивления можно заменить эквивалентными длинами.

Система контурных уравнений для сети, показанной на рис. 5.6, имеет вид:

$$\begin{cases} \dot{S}_I(2\ell + \ell + 2\ell + \ell) + \dot{S}_{II}\ell = \dot{S}_3 \cdot 2\ell - \dot{S}_4 \cdot 3\ell = \dot{S} \cdot 2\ell - 2\dot{S} \cdot 3\ell, \\ \dot{S}_I\ell + \dot{S}_{II}(2\ell + \ell + 2\ell + \ell) = \dot{S}_5 \cdot 2\ell - \dot{S}_6 \cdot 3\ell = \dot{S} \cdot 2\ell - 2\dot{S} \cdot 3\ell. \end{cases}$$

$$\text{или} \quad \begin{cases} \dot{S}_I \cdot 6\ell + \dot{S}_{II} \cdot \ell = -4\dot{S}\ell, \\ \dot{S}_I \cdot \ell + \dot{S}_{II} \cdot 6\ell = -4\dot{S}\ell. \end{cases}$$

$$\text{Решение системы уравнений} \quad \begin{cases} 6\dot{S}_I + \dot{S}_{II} = -4\dot{S}, \\ \dot{S}_I + 6\dot{S}_{II} = -4\dot{S}. \end{cases}$$

$$\dot{S}_I = -4\dot{S} - 6\dot{S}_{II};$$

$$-24\dot{S} - 36\dot{S}_{II} + \dot{S}_{II} = -4\dot{S};$$

$$\dot{S}_{II} = -\frac{20}{35}\dot{S} = -0,571\dot{S}; \quad \dot{S}_I = -4\dot{S} - 6\left(-\frac{20}{35}\dot{S}\right) = -0,751\dot{S}.$$

Поток мощности на участке 1–2.

Определение потоков в сети производится на основе первого закона Кирхгофа. Направление потоков соответствует направлениям обхода контура:

$$\dot{S}_{42} = \dot{S}_I = -0,571\dot{S};$$

$$\dot{S}_{62} = \dot{S}_{II} = -0,571\dot{S};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{II} + \dot{S}_I = -0,571\dot{S} - 0,571\dot{S} = -1,142\dot{S};$$

$$\dot{S}_{34} = 2\dot{S} + \dot{S}_I = 2\dot{S} - 0,571\dot{S} = 1,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{34} = 1,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{13} = \dot{S}_{34} - \dot{S} = 1,429\dot{S} - \dot{S} = 0,429\dot{S};$$

$$\dot{S}_{15} = \dot{S}_{13} = 0,429\dot{S}.$$

Задача 3. Составить уравнения узловых напряжений (УУН) для сети, изображенной на рис. 5.7. Известны проводимости всех ветвей и шунтов, напряжение балансирующего узла, мощности нагрузок.

Решение задачи. Число УУН равно числу n узлов (без балансирующего), при этом номер балансирующего узла ($n + 1$).

Нелинейные УУН при задании нагрузок в виде мощностей имеют вид:

$$Y_{ii}\dot{U}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}\dot{U}_j = \frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_i} - Y_{i6}\dot{U}_6, \quad i = \overline{1, n},$$

где \dot{S}_i — мощность нагрузки узла i (со знаком «+», если мощность нагрузки потребляется, т. е. выходит из узла i); \dot{U}_i, \dot{U}_j — напряжения узлов i и j соответственно; Y_{ii} — собственная проводимость узла i ; Y_{ij} — взаимная проводимость узлов i и j , т. е. проводимость ветви (или сумма проводимостей ветвей, если их несколько), соединяющей узлы i и j .

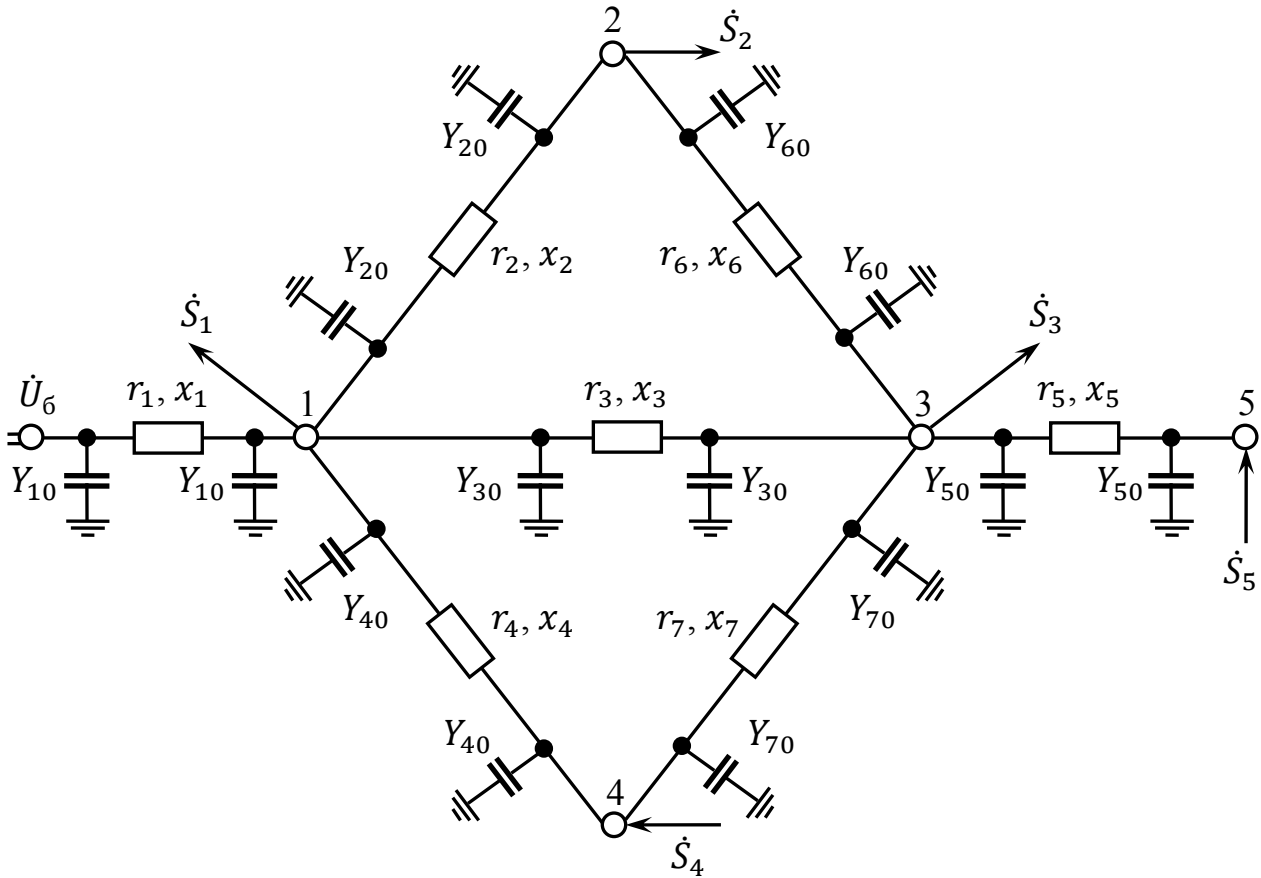


Рис. 5.7. Схема замещения сети

Если каждая из ветвей сети имеет П-образную схему замещения, то собственная проводимость узла i определяется по формуле

$$Y_{ii} = - \sum_{j=1}^{n+1} (Y_{ij} + Y_{j0}),$$

где Y_{j0} — проводимость ветви j на землю, деленная пополам.

Проводимость ветви $Y = 1/Z$, так как $Z = R + jX$, тогда

$$Y = \frac{R}{Z^2} - j \frac{X}{Z^2},$$

где $Z^2 = R^2 + X^2$. С учетом изложенного система уравнений в форме баланса мощностей имеет вид:

$$-(Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_{10} + Y_{20} + Y_{30} + Y_{40})\dot{U}_1 + Y_2\dot{U}_2 + Y_3\dot{U}_3 + Y_4\dot{U}_4 = \frac{\dot{S}_1^*}{U_1^*} - Y_1\dot{U}_6;$$

$$Y_2\dot{U}_1 - (Y_2 + Y_6 + Y_{20} + Y_{60})\dot{U}_2 + Y_6\dot{U}_3 = \dot{S}_2^*/U_2^*;$$

$$Y_3\dot{U}_1 + Y_6\dot{U}_2 - (Y_3 + Y_6 + Y_7 + Y_{30} + Y_{60} + Y_{70} + Y_{50})\dot{U}_3 + Y_7\dot{U}_4 + Y_5\dot{U}_5 = \dot{S}_3^*/U_3^*;$$

$$Y_4\dot{U}_1 + Y_7\dot{U}_3 - (Y_4 + Y_7 + Y_{40} + Y_{70})\dot{U}_4 = -\dot{S}_4^*/U_4^*;$$

$$Y_5\dot{U}_3 - (Y_5 + Y_{05})\dot{U}_5 = -\dot{S}_5^*/U_5^*.$$

Задача 4. Найти коэффициенты потокораспределения в сети, изображенной на рис. 5.8. Сеть однородная, на рисунке показаны соотношения длин линий, условные направления потоков.

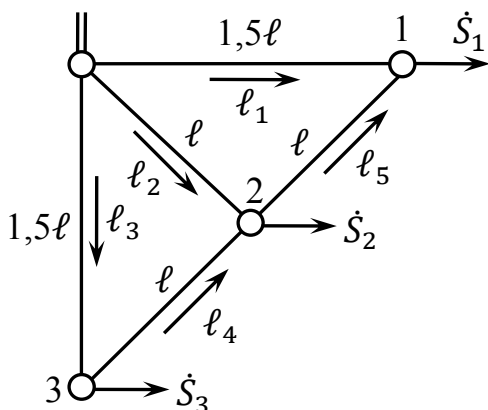


Рис. 5.8. Исходная схема

Решение задачи. Метод коэффициентов потокораспределения основан на методе наложения. Поток в ветви \dot{S}_j определяется в виде линейной комбинации потоков нагрузок \dot{S}_i , $\dot{S}_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} \dot{S}_i$, $j = 1, 2, \dots, m$, где n — число узлов сети без балансирующего узла, m — число ветвей. Для определения коэффициентов потокораспределения α_{ij} мощность нагрузки в одном узле принимается равной единице, а во всех остальных узлах — нулю (i — номер узла, мощность нагрузки которого принята за единицу; j — номер ветви, по которой протекает мощность от балансирующего узла к нагрузочному). В результате получается строка матрицы коэффициентов распределения (номер строки соответствует номеру узла, мощность нагрузки которого принята равной единице). Число строк в матрице соответствует числу узлов без балансирующего узла, число столбцов определяется числом ветвей. В данной задаче число строк равно 3, число столбцов равно 5.

в всех остальных узлах — нулю (i — номер узла, мощность нагрузки которого принята за единицу; j — номер ветви, по которой протекает мощность от балансирующего узла к нагрузочному). В результате получается строка матрицы коэффициентов распределения (номер строки соответствует номеру узла, мощность нагрузки которого принята равной единице). Число строк в матрице соответствует числу узлов без балансирующего узла, число столбцов определяется числом ветвей. В данной задаче число строк равно 3, число столбцов равно 5.

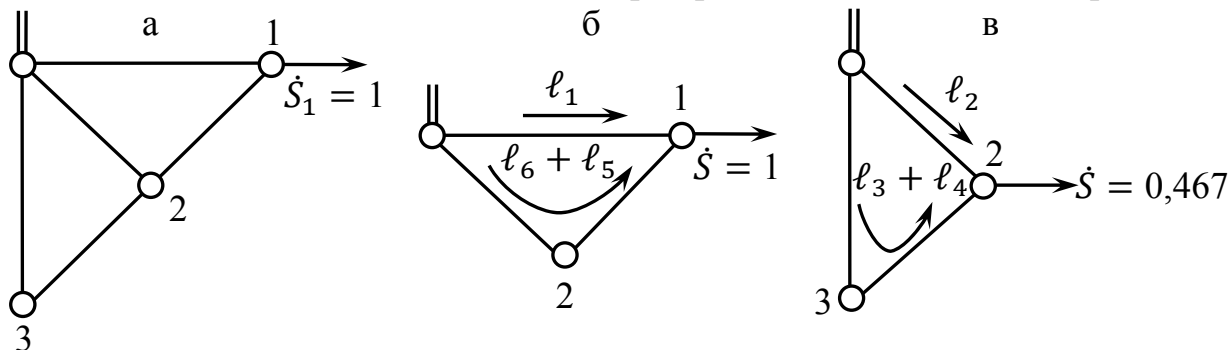


Рис. 5.9. Определение коэффициентов распределения (шаг 1)

Шаг 1. Нагрузки $S_1 = 1$, $S_2 = S_3 = 0$. Схема упрощается (рис. 5.9, а), поскольку нагрузка приложена только в узле 1 и можно провести пассивное преобразование сети: длины ℓ_4 и ℓ_3 соединить последовательно, а затем парал-

тельно с ℓ_2 , обозначив полученную эквивалентную длину ℓ_6 . Далее длины ℓ_5 и ℓ_6 соединить последовательно. В результате преобразований получается схема, изображенная на рис. 5.9, б. Потоки мощности распределяются обратно пропорционально длинам:

$$\ell_3 + \ell_4 = 1,5\ell + \ell = 2,5\ell;$$

$$\ell_6 = (\ell_3 + \ell_4) \parallel \ell_2 = \frac{2,5 \cdot 1}{3,5} \ell = 0,714\ell;$$

$$\ell_6 + \ell_5 = 0,714\ell + \ell = 1,714\ell;$$

По эквивалентной длине ℓ_6 протекает поток, соответствующий $\alpha_{16} = 0,467$. Эквивалентная длина ℓ_6 представляет собой две параллельные ветви: ℓ_2 и $(\ell_3 + \ell_4)$, рис. 5.9, в.

$$\alpha_{11} = \frac{\ell_6 + \ell_5}{(\ell_6 + \ell_5) + \ell_1} = \frac{1,714}{1,714 + 1,5} = 0,533;$$

$$\alpha_{15} = \alpha_{16} = \frac{\ell_1}{(\ell_6 + \ell_5) + \ell_1} = \frac{1,5}{1,714 + 1,5} = 0,467;$$

$$\alpha_{12} = \frac{\ell_3 + \ell_4}{(\ell_3 + \ell_4) + \ell_2} \cdot 0,467 = \frac{2,5}{2,5 + 1} \cdot 0,467 = 0,333;$$

$$\alpha_{13} = \alpha_{14} = \frac{\ell_2}{(\ell_3 + \ell_4) + \ell_2} \cdot 0,467 = \frac{1}{2,5 + 1} \cdot 0,467 = 0,134.$$

Шаг 2. Пусть теперь $\dot{S}_2 = 1$, $\dot{S}_1 = \dot{S}_3 = 0$ (рис. 5.10, а).

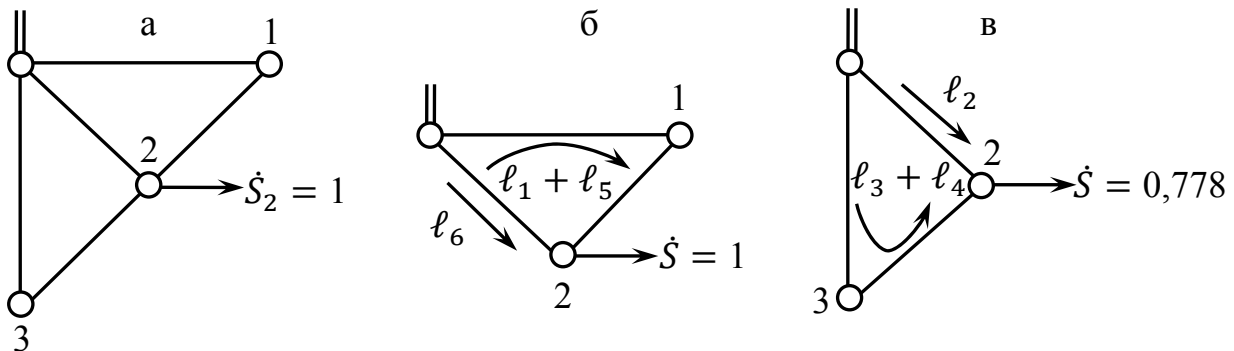


Рис. 5.10. Определение коэффициентов распределения (шаг 2)

Пассивные преобразования сети:

$$\ell_3 + \ell_4 = 1,5\ell + \ell = 2,5\ell;$$

$$\ell_1 + \ell_5 = 1,5\ell + \ell = 2,5\ell.$$

$$\ell_6 = (\ell_3 + \ell_4) \parallel \ell_2 = \frac{2,5 \cdot 1}{3,5} \ell = 0,714\ell.$$

В результате преобразований получена схема, показанная на рис. 5.10, б:

$$\alpha_{21} = \alpha_{25} = \frac{\ell_6}{\ell_6 + (\ell_1 + \ell_5)} = \frac{0,714}{0,714 + 2,5} = 0,222;$$

$$\alpha_{26} = \frac{\ell_1 + \ell_5}{\ell_6 + (\ell_1 + \ell_5)} = \frac{2,5}{0,714 + 2,5} = 0,778.$$

Обратные преобразования показаны на рис. 5.10, в:

$$\alpha_{22} = \frac{\ell_3 + \ell_4}{(\ell_3 + \ell_4) + \ell_2} \cdot 0,778 = \frac{2,5}{2,5 + 1} \cdot 0,778 = 0,556;$$

$$\alpha_{23} = \alpha_{24} = \frac{\ell_2}{(\ell_3 + \ell_4) + \ell_2} \cdot 0,778 = \frac{1}{2,5 + 1} \cdot 0,778 = 0,222.$$

Шаг 3. Принимается $\dot{S}_3 = 1$, $\dot{S}_1 = \dot{S}_2 = 0$ (рис. 5.11, а). Проводятся пассивные преобразования сети:

$$\ell_1 + \ell_5 = 1,5\ell + \ell = 2,5\ell;$$

$$\ell_6 = (\ell_1 + \ell_5) \parallel \ell_2 = \frac{2,5 \cdot 1}{2,5 + 1} \ell = 0,714\ell;$$

$$\ell_6 + \ell_4 = 0,714\ell + \ell = 1,714\ell.$$

После преобразований получается схема, приведенная на рис. 5.11, б:

$$\alpha_{33} = \frac{\ell_6 + \ell_4}{(\ell_6 + \ell_4) + \ell_3} = \frac{1,714}{1,714 + 1,5} = 0,553;$$

$$\alpha_{34} = \alpha_{36} = \frac{\ell_3}{(\ell_6 + \ell_4) + \ell_3} = \frac{1,5}{1,714 + 1,5} = 0,467.$$

На рис. 5.11, в представлена схема обратного преобразования:

$$\alpha_{32} = \frac{\ell_1 + \ell_5}{(\ell_1 + \ell_5) + \ell_2} \cdot 0,467 = \frac{2,5}{2,5 + 1} \cdot 0,467 = 0,333;$$

$$\alpha_{31} = \alpha_{35} = \frac{\ell_2}{(\ell_1 + \ell_5) + \ell_2} \cdot 0,467 = \frac{1}{2,5 + 1} \cdot 0,467 = 0,134.$$

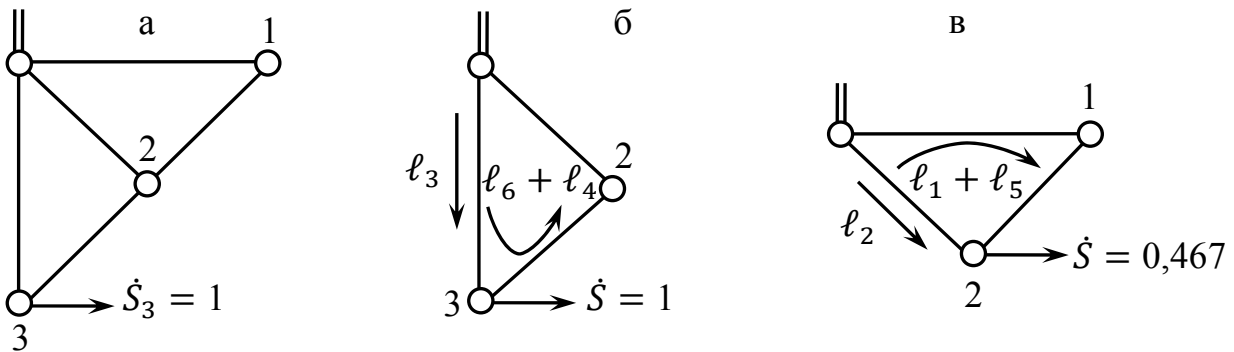


Рис. 5.11. Определение коэффициентов распределения (шаг 3)

Если в ветви условное направление потока мощности не совпадает с действительным, то коэффициент потокораспределения имеет знак минус.

В результате расчетов получена следующая матрица коэффициентов потоко-распределения:

$$A = \begin{bmatrix} 0,553 & 0,333 & 0,134 & 0,134 & 0,467 \\ 0,222 & 0,556 & 0,222 & 0,222 & -0,222 \\ 0,134 & 0,333 & 0,553 & -0,467 & -0,134 \end{bmatrix}.$$

6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

6.1. Общие положения

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой f и напряжением U . Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжения узлов неизменны. В любой момент установившегося режима существуют балансы по производимой и потребляемой активной P и реактивной Q мощностям. Суммарные активная P_{Γ} и реактивная Q_{Γ} мощности генераторов энергосистемы расходуются на покрытие нагрузок $P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$, потерь мощности в элементах электрических сетей ΔP , ΔQ и собственных нужд электростанций и подстанций $P_{\text{сн}}$, $Q_{\text{сн}}$. Кроме того, в балансе по реактивным мощностям участвуют компенсирующие устройства, вырабатывающие или потребляющие реактивную мощность $\pm Q_{\text{ку}}$ и воздушные линии электропередачи, генерирующие реактивную мощность $Q_{\text{ген. ЛЭП}}$.

Балансы записываются в виде:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{н}} + P_{\text{сн}} + \Delta P, \quad Q_{\Gamma} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{сн}} + \Delta Q - Q_{\text{ген. ЛЭП}}.$$

Балансам мощностей соответствуют некоторые параметры качества: частота f_1 и напряжение в узлах сети \vec{U}_1 . Нарушение баланса по активной или реактивной мощности приводит к нарушению установившегося режима, начинается переходный процесс, который заканчивается новым установившимся режимом с новыми значениями параметров качества f_2 и \vec{U}_2 . При этом нужно помнить, что частота едина для всей системы, а напряжения в узлах сети различны.

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты. Причинами нарушения баланса мощности могут быть: аварийное отключение генератора, неожиданный (неплановый, непредусмотренный расчетами) рост потребления мощности, аварийное отключение линии или трансформатора связи. Допустимые отклонения частоты, согласно ГОСТ 13109–97, в нормальных режимах $\pm 0,2$ Гц, в послеаварийных режимах от $+0,5$ до $-1,0$ Гц. К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса, брак продукции и т. д.

Поведение основных элементов энергосистемы при изменениях частоты определяется их статическими характеристиками. На рис. 6.1 и 6.2 показаны соответственно статические характеристики по частоте обобщенного узла нагрузки энергосистемы и турбогенератора.

Здесь под обобщенным узлом нагрузки понимается узел, нагрузка которого состоит из различных потребителей: станки, вентиляторы, осветительная нагрузка, потери в сети и другие.

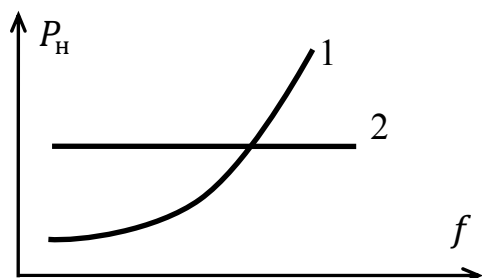


Рис. 6.1. Статические характеристики нагрузки:
1 – реальная; 2 – без учета регулирующего эффекта нагрузки

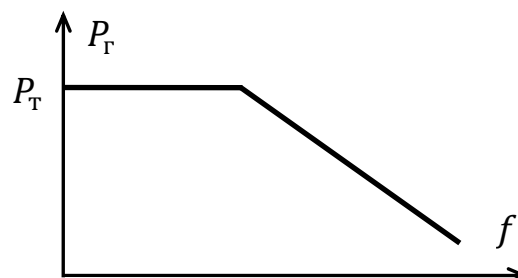


Рис. 6.2. Статическая характеристика турбогенератора

Анализ реальной статической характеристики нагрузки (рис. 6.1, кривая 1) показывает, что нагрузка обладает положительным регулирующим эффектом по активной мощности, препятствующим изменению частоты. При снижении частоты в энергосистеме уменьшается потребление активной мощности, что приводит к снижению дефицита активной генерирующей мощности и препятствует снижению частоты. При росте частоты в энергосистеме увеличивается потребление активной мощности, т. е. уменьшается избыток генерирующей мощности и соответственно рост частоты.

Кривая 2 на рис. 6.1 соответствует нагрузке, мощность которой неизменна и не зависит от частоты (без учета регулирующего эффекта).

Статическая характеристика турбогенератора имеет отрицательный угол наклона, это объясняется тем, что при снижении частоты регулятор скорости турбины действует на открытие задвижки паропровода и тем увеличивает мощность на валу турбины и соответственно мощность генератора. Полное открытие паропровода соответствует номинальной мощности турбины P_T . Статическая характеристика турбогенератора характеризуется статизмом

$$S_T = \frac{\Delta f / f_H}{\Delta P / P_H},$$

где S_T — коэффициент статизма.

Сущность регулирования частоты в энергосистеме рассмотрим на примере работы генератора на нагрузку. На рис. 6.3 показана схема энергосистемы (а) и статические характеристики (б) генератора и нагрузки. Первоначальный баланс мощности устанавливается при номинальной частоте f_H , затем при росте нагрузки $P_H + \Delta P_H$ частота снижается, причем, если бы регулирование отсутствовало, в системе установилась бы частота f_1 , за счет статизма эта частота поднялась бы до f_2 , т. е. выполнялось бы регулирование частоты, которое называется *первичным*. Однако после первичного регулирования по-прежнему $f_2 < f_H$, по-

этому в системе вводится резервная мощность, как правило, на частотоведущих станциях, что соответствует движению вверх характеристики генератора $P_G + \Delta P_G$ до возвращения системы вновь к номинальной частоте f_H . Такое регулирование частоты f_2 до f_H называется *вторичным* регулированием.

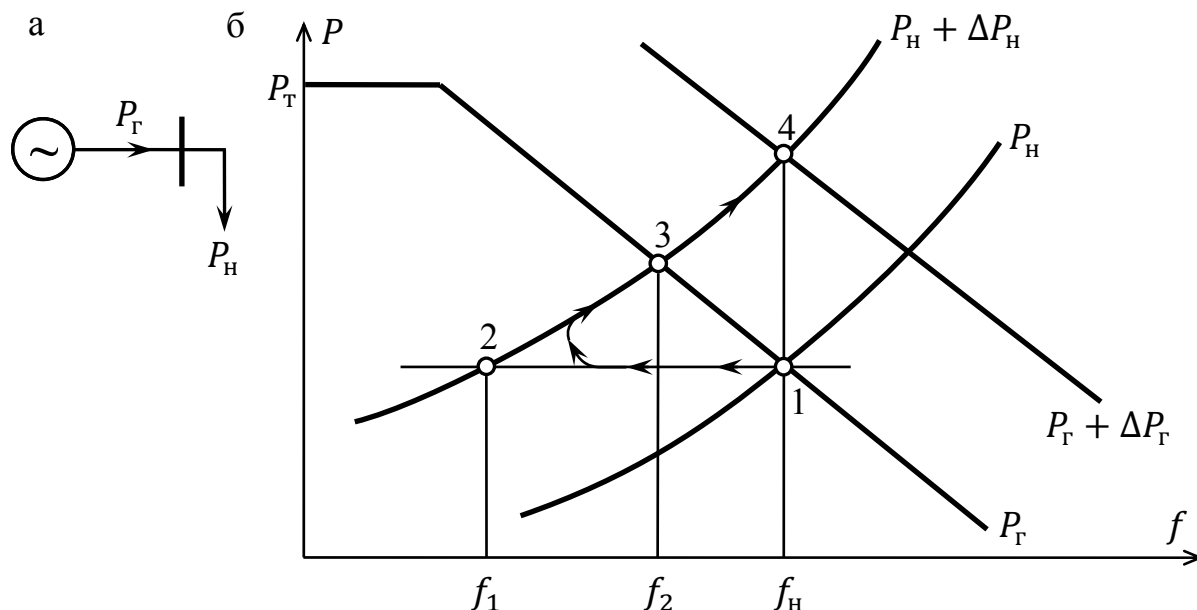


Рис. 6.3. Регулирование частоты:
а – схема сети; б – характеристика генератора (P_G) и нагрузки (P_H)

Следует иметь в виду, что достижение вновь номинальной частоты при сохранении всей нагрузки возможно лишь при наличии в системе резерва активной мощности. В случае отсутствия горячего резерва используется автоматическая частотная разгрузка, связанная с отключением потребителей.

Кроме первичного и вторичного регулирования частоты в системе используется *третичное* регулирование, при котором достигается экономическое распределение мощностей между станциями (или блоками на одной станции).

6.2. Типовые задачи

Задача 1. Определить частоту в системе мощностью 4 ГВт после отключения блока мощностью 500 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины $k_s = -0,1$.

Решение задачи. При решении задачи предполагается, что регулирующий эффект нагрузки не учитывается, т. е. характеристика нагрузки не зависит от частоты (рис. 6.4, характеристика P_H).

Начальный режим (точка 1) соответствует балансу мощности, $P_H = P_G = 4000$ МВт, характеристика регулятора скорости турбины — P_G , $f_H = f_G$. При снижении генерирующей мощности характеристика генератора перемещается параллельно исходной вниз и занимает положение $(P_G - \Delta P_G)$. Результирующая частота $f_{уст}$ соответствует новому ба-

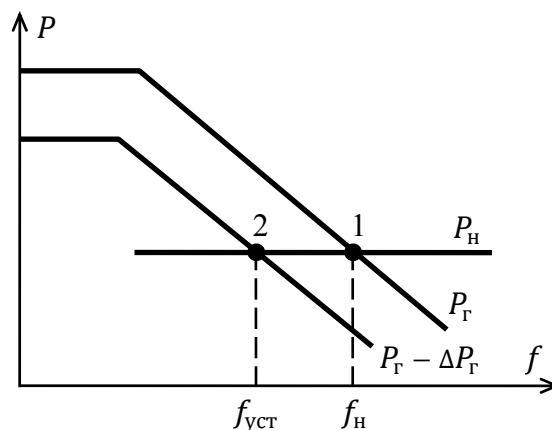


Рис. 6.4. Статические характеристики генератора и нагрузки

лансу (точка 2). Коэффициент статизма регулятора скорости турбины определяется как

$$S_{\Gamma} = \frac{\Delta f / f_{\text{н}}}{\Delta P / P_{\text{н}}}.$$

Новое значение частоты в энергосистеме $f_{\text{уст}} = f_{\text{н}} \pm \Delta f$.

Значение Δf находится подстановкой в формулу коэффициента статизма исходных данных, при этом $f_{\text{н}} = 50$ Гц,

$$\Delta f = -0,1 \cdot \frac{500}{4000} \cdot 50 = -0,625 \text{ Гц}.$$

Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты $f_{\text{уст}} = 50 - 0,625 = 49,375$ Гц.

Задача 2. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{\Gamma \text{ пред}} = 2300$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_{\text{н}} = 200$ МВт. Статизм характеристики генераторов равен $s_{\Gamma} = 0,067$, нагрузки — $s_{\text{н}} = 1$.

Решение задачи. Подключение дополнительной нагрузки в энергосистеме приводит к снижению частоты в энергосистеме. При снижении частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и увеличивается подача энергоносителя на её лопатки. Как следствие, растет момент на валу турбогенератора, увеличивается выдача активной мощности и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме.

При анализе процесса первичного регулирования частоты учитывается регулирующий эффект нагрузки, что соответствует снижению потребления активной мощности нагрузкой.

При росте нагрузки энергосистемы она становится равной $P_{\text{н1}} = 2200$ МВт, что не превышает $P_{\Gamma \text{ пред}} = 2300$ МВт — предельно допустимой мощности генерации. Поэтому величина относительного снижения частоты Δf^* , как показано на рис. 6.5, определяется в результате суммарного эффекта — работы регулятора скорости вращения турбины и регулирующего эффекта нагрузки,

$$\Delta P_{\text{н}}^* = \Delta P_{\Gamma}^* + \Delta P_{\text{нр}}^*,$$

где ΔP_{Γ}^* — увеличение генерируемой мощности в относительных единицах; $\Delta P_{\text{нр}}^*$ — снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки, о. е. При этом изменение частоты можно найти по выражению:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{н}}^* f_0}{K_{\Gamma} + K_{\text{н}}},$$

где K_{Γ} и $K_{\text{н}}$ — крутизна характеристики генератора и нагрузки, определяемая как величина, обратная коэффициенту статизма.

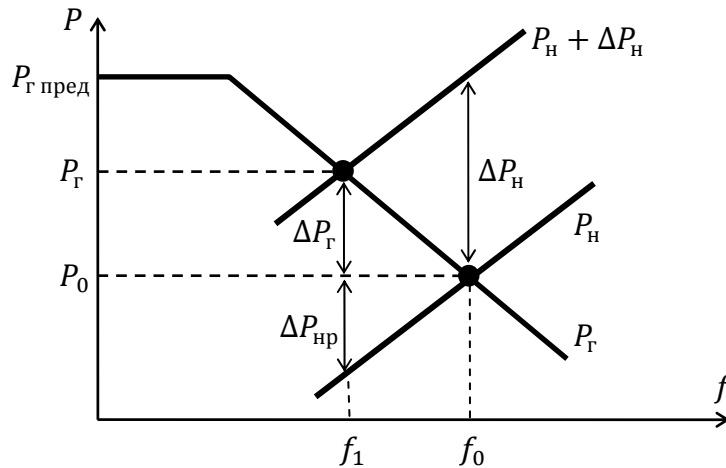


Рис. 6.5. Первичное регулирование частоты и регулирующий эффект нагрузки

Относительное снижение частоты с f_0 до f_1 равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{Н}}}{P_0(K_{\text{Г}} + K_{\text{Н}})} = \frac{200}{2000 \left(\frac{1}{0,067} + 1 \right)} = 0,0063.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0063 \cdot 50 = 0,3$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,3 = 49,7$ Гц.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109–97 и необходимо выполнить её регулирование.

Задача 3. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{\text{Г пред}} = 2300$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P = 400$ МВт. Статизм характеристики генераторов $s_{\text{Г}} = 0,067$, нагрузки — $s_{\text{Н}} = 1$.

Решение задачи. При снижении частоты до значения f_1 , как показано на рис. 6.6, на первой стадии процесса регулирования, определяемой действием регуляторов скорости и полным использованием мощности генераторов, изменение частоты будет определяться формулой

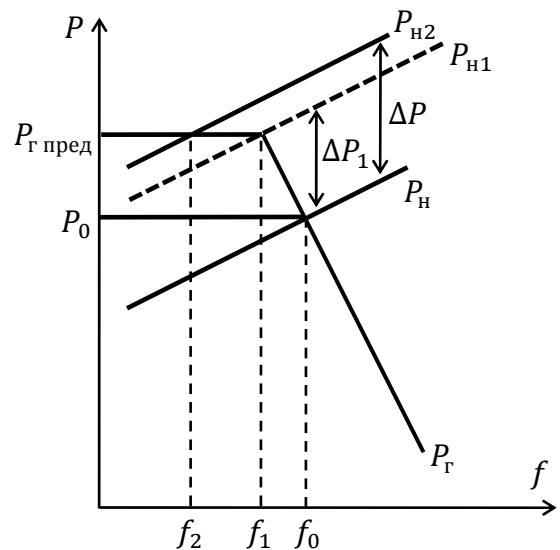


Рис. 6.6. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

$$\Delta f_1^* = \frac{P_{\text{рез } 0}^*}{K_{\text{Г}}} = \frac{P_{\text{Г пред}} - P_0}{P_0 K_{\text{Г}}} = \frac{(P_{\text{Г пред}} - P_0) s_{\text{Г}}}{P_0} = \frac{(2300 - 2000) 0,067}{2000} = 0,01.$$

Это изменение соответствует изменению частоты $\Delta f_1 = 0,01 \cdot 50 = 0,5$ Гц. Оно обеспечит покрытие части новой подключаемой нагрузки в размере, определяемом формулой

$$\Delta P_1^* = \Delta f^*(K_r + K_n) = 0,01 \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1} \right) = 0,16.$$

В последней записи K_r и K_n выражены через их заданные статизмы. Соответственно на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки:

$$\Delta P_1 = 0,16 \cdot 2000 = 320 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть подключаемой нагрузки

$$\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1 = 400 - 320 = 80 \text{ МВт.}$$

Покрытие оставшейся части нагрузки обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки.

В результате относительное снижение частоты от f_1^* до f_2^*

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta P_2}{P_0} s_n = \frac{80}{2000} \cdot 1 = 0,04.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f_2 = 0,04 \cdot 50 = 2$ Гц.

Общее снижение частоты составит $\Delta f = \Delta f_1 + \Delta f_2 = 0,5 + 2 = 2,5$ Гц, и в системе установится частота

$$f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5 \text{ Гц.}$$

Таким образом, подключение на первой стадии нагрузки 320 МВт, при наличии резерва генерирующей мощности, вызвало снижение частоты лишь на 0,5 Гц, тогда как в условиях отсутствия резерва на второй стадии процесса подключение нагрузки 80 МВт привело к снижению частоты на 2 Гц. Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109–97 и необходимо выполнить её регулирование.

Задача 4. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{г\text{пред}} = 2400$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_n = 200$ МВт. Статизм характеристики нагрузки $s_n = 1$, генераторов: а) $s_r = 0,06$; б) $s_r = 0,08$.

Решение задачи. Решение данной задачи выполняется аналогично тому, как это сделано в задаче 2. В результате увеличения нагрузки $\Delta P_n = 200$ МВт итоговая нагрузка ЭЭС станет равной $P_{н1} = 2200$ МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации $P_{г\text{пред}} = 2400$ МВт. При этом относительная величина снижения частоты Δf^* определяется, как показано на рис. 6.5,

совместно регулирующим эффектом нагрузки и работой регулятора скорости вращения турбины

$$\Delta P_{\text{н}}^* = \Delta P_{\text{г}}^* + \Delta P_{\text{нр}}^*,$$

где $\Delta P_{\text{г}}^*$ — увеличение генерируемой мощности в относительных единицах; $\Delta P_{\text{нр}}^*$ — снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки, о. е. При этом

$$\Delta P_{\text{н}}^* = \Delta f^* (K_{\text{г}} + K_{\text{н}}) = \Delta f^* \cdot K_{\text{с}},$$

где $K_{\text{с}}$ — крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

а) Если $s_{\text{г}} = 0,06$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{н}}}{P_0(K_{\text{г}} + K_{\text{н}})} = \frac{200}{2000 \left(\frac{1}{0,06} + \frac{1}{1} \right)} = 0,0057.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0057 \cdot 50 = 0,28$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,28 = 49,72$ Гц.

б) Если $s_{\text{г}} = 0,08$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{н}}}{P_0(K_{\text{г}} + K_{\text{н}})} = \frac{200}{2000 \left(\frac{1}{0,08} + \frac{1}{1} \right)} = 0,0074.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0074 \cdot 50 = 0,37$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,37 = 49,63$ Гц.

7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

7.1. Общие положения

Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т. д. Допустимые отклонения напряжения на шинах потребителя, согласно ГОСТ 13109–97, в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ и в послеаварийных (максимальные отклонения) $\pm 10\%$ от номинального напряжения потребителей.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя. Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ), вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы, компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конден-

саторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и, особенно, реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах.

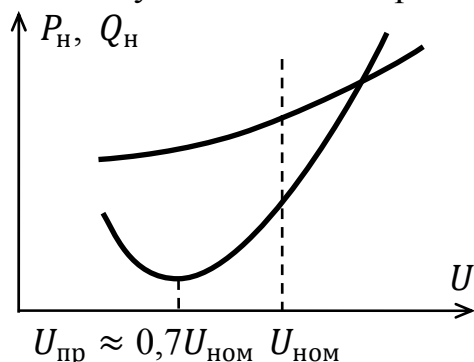


Рис. 7.1. Статические характеристики нагрузки по напряжению

На рис. 7.1 показаны статические характеристики обобщенного узла нагрузки по напряжению, из которых видно, что при снижении напряжения ниже номинального (не более чем до $U_{пр}$) уменьшается как активная, так и реактивная мощность нагрузки.

На рис. 7.1 показаны статические характеристики обобщенного узла нагрузки по напряжению, из которых видно, что при снижении напряжения ниже номинального (не более чем до $U_{пр}$) уменьшается как активная, так и реактивная мощность нагрузки.

7.2. Типовые задачи

Задача 1. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле А для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 7.2, графики нагрузок приведены на рис. 7.3. Номинальное напряжение сети 6 кВ. Потерями в сети пренебречь.

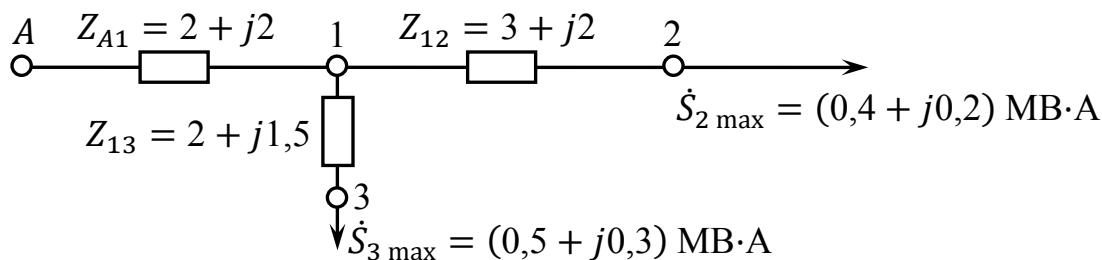


Рис. 7.2. Схема замещения сети

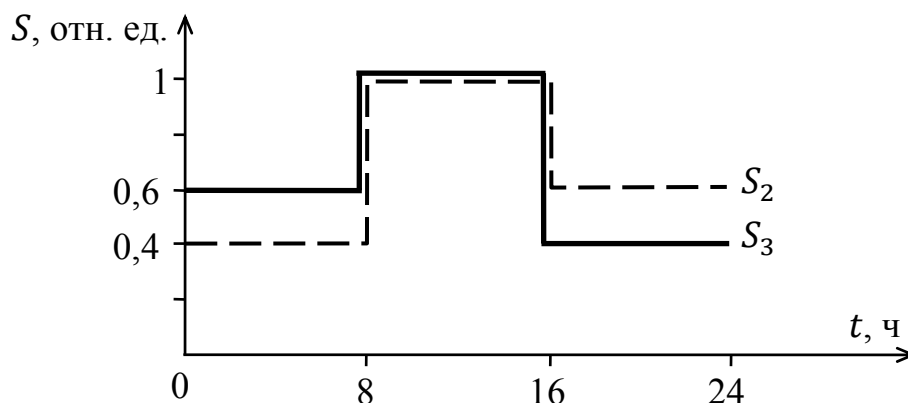


Рис. 7.3. Графики нагрузок потребителей

Решение задачи. Согласно ГОСТ допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ от номинального напряжения. Таким образом, для потребителей в узлах 2 и 3 все значения напряжения в диапазоне от 5,7 до 6,3 кВ являются допустимыми. Теперь следует найти возможные уровни напряжений в узле А, которые соответствуют диапазону допустимых напряжений в узлах 2 и 3.

Найдем требуемые уровни напряжения в узле A ($U_{2\min}^A$, $U_{2\max}^A$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{2\min}$ и максимальное $U_{2\max}$ напряжения в узле 2 для первого интервала постоянства нагрузок:

$$U_{2\min}^A = U_{2\min} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1};$$

$$U_{2\max}^A = U_{2\max} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1}.$$

При расчете напряжений в сети 6 кВ учитывается только продольная составляющая падения напряжений. На временном интервале от 0 до 8 часов $\dot{S}_2 = 0,4 \cdot \dot{S}_{2\max} = (0,16 + j0,08) \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $\dot{S}_3 = 0,6 \cdot \dot{S}_{3\max} = (0,3 + j0,18) \text{ МВ} \cdot \text{А}$, тогда при расчете $U_{2\max}^A$ имеем:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}Y_{12}}{U_2} = \frac{0,16 \cdot 3 + 0,08 \cdot 2}{6,3} = 0,1 \text{ кВ};$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 0,16 + j0,08 + 0,3 + j0,18 = (0,46 + j0,26) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} = 6,3 + 0,1 = 6,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}Y_{A1}}{U_1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{6,4} = 0,23 \text{ кВ};$$

$$U_{2\max}^A = 6,3 + 0,1 + 0,23 = 6,63 \text{ кВ}.$$

При минимальном напряжении в узле 2 напряжение узла A находится как

$$\Delta U_{12} = \frac{0,16 \cdot 3 + 0,08 \cdot 2}{5,7} = 0,11 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,11 = 5,81 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,8} = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_{2\min}^A = 5,7 + 0,11 + 0,25 = 6,06 \text{ кВ}.$$

Таким образом, все напряжения узла A в интервале от 6,63 до 6,06 кВ устраивают потребителя, находящегося в узле 2.

Аналогично находятся напряжения узла A , которые устраивают потребителя в узле 3 для временного интервала от 0 до 8 часов.

$$U_{3\max}^A = U_{3\max} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{P_{31}R_{31} + Q_{31}Y_{31}}{U_3} = \frac{0,3 \cdot 2 + 0,18 \cdot 1,5}{6,3} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 6,3 + 0,14 = 6,44 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{6,44} = 0,22 \text{ кВ};$$

$$U_{3\max}^A = 6,3 + 0,14 + 0,22 = 6,66 \text{ кВ}; \quad U_{3\min}^A = U_{3\min} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0,3 \cdot 2 + 0,18 \cdot 1,5}{5,7} = 0,15 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,15 = 5,85 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,85} = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_{3\min}^A = 5,7 + 0,15 + 0,25 = 6,1 \text{ кВ}.$$

Диапазон приемлемых для потребителя узла 3 напряжений узла А от 6,66 до 6,1 кВ. Далее возникает задача поиска диапазона напряжений узла А, одновременно приемлемых для узлов 2 и 3. Этот диапазон соответствует пересечению областей допустимых напряжений U_{A2} и U_{A3} .

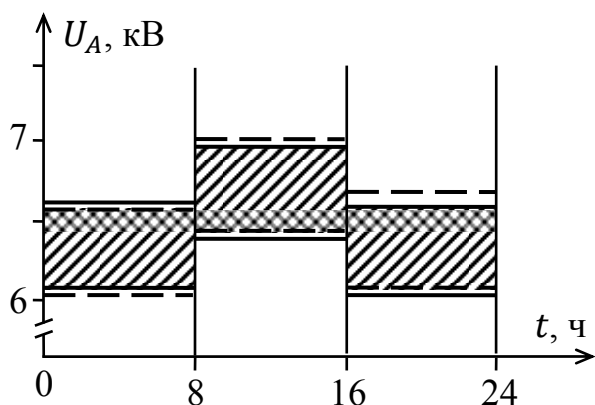


Рис. 7.4. Графики нагрузок потребителей

На рис. 7.4 сплошной линией показан диапазон допустимых значений U_A для узла 3 и пунктиром — для узла 2, заштрихованная зона соответствует уровням напряжений, соблюдение которых в узле А обеспечивает допустимые ГОСТ напряжения одновременно в узлах 2 и 3.

Следующим этапом являются расчеты напряжений для других временных интервалов. Если для всех интервалов

постоянства нагрузок существуют уровни напряжений узла А, приемлемые одновременно для узлов 2 и 3, тогда централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном интервале зоны допустимых значений напряжений в узле А, удовлетворяющие потребителей в узлах 2 и 3, не пересекаются, то централизованное регулирование напряжения принципиально невозможно.

Интервал от 8 до 16 часов:

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} &= (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2)/6,3 = 0,25 \text{ кВ}; & U_1 &= 6,3 + 0,25 = 6,55 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/6,55 = 0,43 \text{ кВ}; & U_{2\max}^A &= 6,98 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{12} &= (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2)/5,7 = 0,28 \text{ кВ}; & U_1 &= 5,7 + 0,28 = 5,98 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/5,98 = 0,47 \text{ кВ}; & U_{2\min}^A &= 6,45 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{31} &= (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5)/6,3 = 0,23 \text{ кВ}; & U_1 &= 6,3 + 0,23 = 6,53 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/6,53 = 0,43 \text{ кВ}; & U_{3\max}^A &= 6,96 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{31} &= (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5)/5,7 = 0,25 \text{ кВ}; & U_1 &= 5,7 + 0,25 = 5,95 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/5,95 = 0,47 \text{ кВ}; & U_{3\min}^A &= 6,42 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Интервал от 16 до 24 часов:

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 &= 0,6 \cdot (0,4 + j0,2) = (0,24 + j0,12) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_3 &= 0,4 \cdot (0,5 + j0,3) = (0,2 + j0,12) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \Delta U_{12} &= (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/6,3 = 0,15 \text{ кВ}; & U_1 &= 6,3 + 0,15 = 6,45 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,45 = 0,21 \text{ кВ}; & U_{2\max}^A &= 6,66 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{12} &= (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/5,7 = 0,17 \text{ кВ}; & U_1 &= 5,7 + 0,17 = 5,87 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/5,87 = 0,23 \text{ кВ}; & U_{2\min}^A &= 6,1 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{13} &= (0,2 \cdot 2 + 0,12 \cdot 1,5)/6,3 = 0,09 \text{ кВ}; & U_1 &= 6,3 + 0,09 = 6,39 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,39 = 0,21 \text{ кВ}; & U_{3\max}^A &= 6,6 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{13} = (0,2 \cdot 2 + 0,12 \cdot 1,5)/5,7 = 0,1 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,1 = 5,8 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/5,8 = 0,23 \text{ кВ}; \quad U_{3 \min}^A = 6,03 \text{ кВ}.$$

Таким образом, как видно из диаграммы напряжений, показанной на рис. 7.4, существует диапазон напряжений в узле А, одновременно обеспечивающий допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3.

Задача 2. Выбрать рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДН–40000/220. Нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_H = (50 + j20) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Исходная схема сети и схема замещения показаны на рис. 7.5 и 7.6 соответственно. Напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 1,5 \%$.

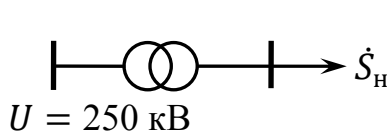


Рис. 7.5. Схема сети

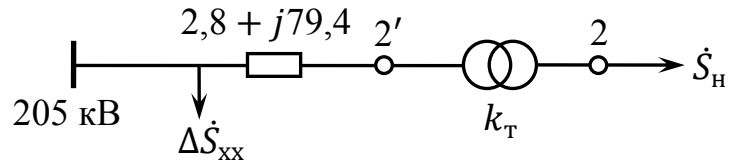


Рис. 7.6. Схема замещения сети

Решение задачи. Согласно каталожным данным [2] номинальные напряжения трансформатора $U_{BH} = 230 \text{ кВ}$, $U_{HH} = 6,6 \text{ кВ}$, тогда коэффициент трансформации идеального трансформатора 2'2 на рис. 7.6

$$k_T = (230 \pm 8 \times 1,5 \%) / 6,6.$$

Для выбора рациональной отпайки следует учесть падение напряжения в сопротивлении трансформатора и потери мощности, т. е. расчет сводится к итерационному процессу, так как задано напряжение в питающем узле 1 и нагрузка потребителя в узле 2. Для упрощения расчета пренебрежем потерями мощности в трансформаторе, тогда:

$$U_{2'} = U_1 - \Delta U_{12}; \quad \Delta U_{12'} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{50 \cdot 2,8 + 79,4 \cdot 20}{205} = 8 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{PX - QR}{U} = \frac{50 \cdot 79,4 - 20 \cdot 2,8}{205} = 19 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = 205 - 8 - j19 = 197 - j19 = 197,9 \angle -5,5^\circ.$$

Для обеспечения номинального напряжения $U_{H.пот}$ у потребителя можно найти требуемый коэффициент трансформации

$$k_{\text{треб}} = U_{2'} / U_{H.пот} = 197,9 / 6 = 32,98.$$

Теперь для выбора рациональной отпайки найдем цену одной, которая равна 1,5 % от U_{BH} , т. е. 3,45 кВ; $k_{\text{треб}} = (230 \pm X \cdot 3,45) / 6,6 = 32,98$, отсюда $X = (32,98 \cdot 6,6 - 230) / 3,45 = -3,6$. Следовательно, можно выбрать четвертую ($X = -4$) или третью ($X = -3$) отпайки. При $X = -4$ напряже-

ние у потребителя $U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6 / (230 - 4 \cdot 3,45) = 6,04$ кВ, при $X = -3$:
 $U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6 / (230 - 3 \cdot 3,45) = 5,95$ кВ.

Учитывая, что выбор отпаяк производится в режиме максимальных нагрузок, следует выбрать $X = -3$, обеспечивающую слегка заниженное напряжение, так как при снижении нагрузки величина напряжения на шинах нагрузки увеличится. Выбор заниженного напряжения позволяет уменьшить число переключений РПН в сутки. При выборе отпаяк в минимальном режиме следует стремиться к завышенному напряжению.

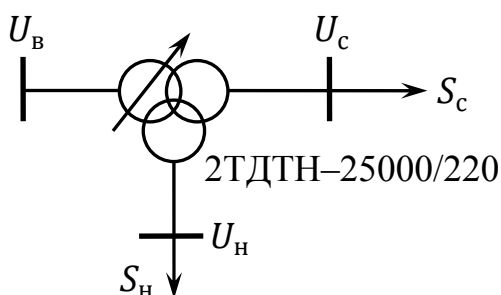


Рис. 7.7. Исходная схема сети

Задача 3. Определить допустимые колебания напряжений на высшей стороне трансформатора с РПН из условий обеспечения качества электроэнергии на шинах низшего напряжения. Исходная схема сети приведена на рис. 7.7.

Решение задачи. Схема замещения сети представлена на рис. 7.8.

Параметры схемы замещения трансформатора [2]:

$$U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 38,5 \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ};$$

$$R_{\text{ТВ}} = R'_{\text{ТС}} = R'_{\text{ТН}} = 5,7 \text{ Ом}; X_{\text{ТВ}} = 275 \text{ Ом}; X'_{\text{ТС}} = 0 \text{ Ом}; X'_{\text{ТН}} = 148 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 0,05 \text{ МВт}; \Delta Q_{\text{xx}} = 0,3 \text{ Мвар}.$$

Пределы регулирования: $\pm 12 \times 1\%$; устройство РПН на стороне ВН.

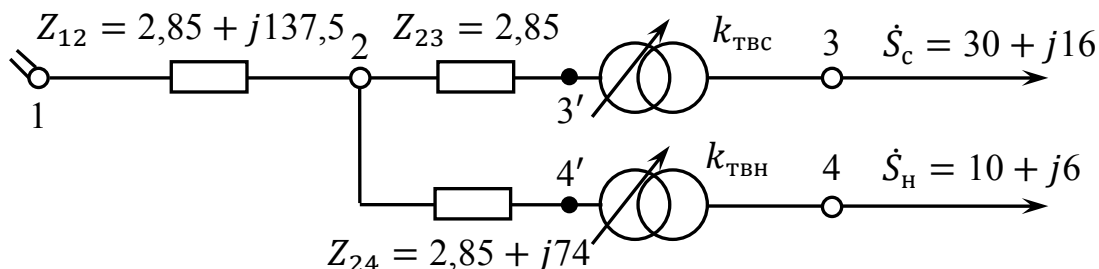


Рис. 7.8. Схема замещения сети

В данной задаче требуется найти напряжение базисного узла при минимально допустимом требовании ГОСТ напряжении на низшей стороне трансформатора и минимальном значении коэффициента трансформации $k_{\text{ТВН}}$, а также при максимально допустимом напряжении на низшей стороне трансформатора и максимальном значении коэффициента трансформации $k_{\text{ТВН}}$, $U_{\text{ном}}$ потребителя 10 кВ, поэтому:

$$U_{4 \text{ min}} = 9,5 \text{ кВ};$$

$$U_{4 \text{ max}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$k_{\text{ТВН min}} = \frac{230 - 12 \cdot 0,01 \cdot 230}{11} = 18,4; \quad k_{\text{ТВН max}} = \frac{230 + 12 \cdot 0,01 \cdot 230}{11} = 23,428.$$

Расчет режима произведен для обоих случаев и выполнен без учета потерь мощности в сопротивлениях трансформатора, $\dot{U}_B = \dot{U}_H k_{\text{ТВН}} + \Delta \dot{U}_{24} + \Delta \dot{U}_{12}$.

$$1. U_4 = U_{4 \min} = 9,5 \text{ кВ}; \quad k_{\text{TBH}} = k_{\text{TBH min}} = 18,4;$$

$$U_{4'} = U_4 k_{\text{TBH}} = 9,5 \cdot 18,4 = 174,8 \text{ кВ};$$

$$\dot{S}_{24} = \dot{S}_H = (10 + j6) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \dot{S}_{23} = \dot{S}_C = (30 + j16) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24} R_{24} + Q_{24} X_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 2,85 + 6 \cdot 74}{174,8} = 2,7 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24} X_{24} - Q_{24} R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2,85}{174,8} = 4,14 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = U_{4'} + \Delta U_{24} + j\delta U_{24} = 174,8 + 2,7 + j4,14 = 177,5 + j4,14 = 177,55 | 1,34^\circ \text{ кВ};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{24} + \dot{S}_{23} = 10 + j6 + 30 + j16 = (40 + j22) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2,85 + 22 \cdot 137,5}{177,55} = 17,68 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12} X_{12} - Q_{12} R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137,5 - 22 \cdot 2,85}{177,55} = 30,62 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1 = 177,55 + 17,68 + j30,62 = 195,23 + j30,62 = 197,62 | 8,91^\circ \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{1 \min} = 197,62 | 8,91^\circ + 1,34^\circ = 197,62 | 10,25^\circ \text{ кВ}.$$

$$2. U_4 = U_{4 \max} = 10,5 \text{ кВ}; \quad k_{\text{TBH}} = k_{\text{TBH max}} = 23,418;$$

$$U_{4'} = U_4 k_{\text{TBH}} = 10,5 \cdot 23,418 = 245,89 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24} R_{24} + Q_{24} X_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 2,85 + 6 \cdot 74}{245,89} = 1,92 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24} X_{24} - Q_{24} R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2,85}{245,89} = 2,94 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = 245,89 + 1,92 + j2,94 = 247,81 + j2,94 = 247,83 | 0,68^\circ \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2,85 + 22 \cdot 137,5}{247,83} = 12,67 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12} X_{12} - Q_{12} R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137,5 - 22 \cdot 2,85}{247,83} = 21,94 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1 = 247,83 + 12,67 + j21,94 = 260,5 + j21,94 = 261,42 | 4,81^\circ \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_{1 \max} = 261,42 | 4,81^\circ + 0,68^\circ = 261,42 | 5,49^\circ \text{ кВ}.$$

Анализ показал, что $U_1 > U_{\text{раб max}} = 252 \text{ кВ}$, поэтому максимально допустимое напряжение на высшей стороне трансформатора равно максимальному

рабочему напряжению, $U_{1 \max} = U_{\text{раб} \max} = 252 \text{ кВ}$. Минимально допустимое напряжение, обеспечивающее качество электроэнергии на шинах низшего напряжения, $U_{1 \min} = 197,62 \text{ кВ}$.

Задача 4. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рис. 7.9, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

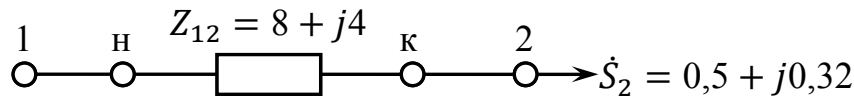


Рис. 7.9. Схема сети

Решение задачи. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости путем определения напряжения на шинах потребителя и сопоставления его с ГОСТ. В сети 6 кВ допустимые отклонения напряжений на шинах потребителя в нормальных режимах составляют от 6,3 до 5,7 кВ ($U_{\text{ном}} \pm 5\%$ от $U_{\text{ном}}$).

Падение напряжения в сети 6 кВ обусловлено, в основном, продольной составляющей падения напряжения, тогда

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 6 - \frac{0,5 \cdot 8 + 0,32 \cdot 4}{6} = 6 - 0,88 = 5,12 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует условию качества электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность с целью повышения напряжения в узле 2. Таким устройством может быть батарея статических конденсаторов. Реактивная мощность, генерируемая батареей статических конденсаторов, определяется по выражению $Q_{\text{ку}} = \Delta U \cdot U_1 / X$, где ΔU — разность между расчетным напряжением в узле 2 и минимально допустимым, исходя из условия качества электроэнергии, напряжением:

$$\Delta U = U_2 - \Delta U_{\text{min доп}} = 5,12 - 5,7 = -0,58 \text{ кВ};$$

$$Q_{\text{ку}} = -0,58 \cdot 6/4 = -0,87 \text{ Мвар}.$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства по условию качества электроэнергии у потребителя равна $-0,87 \text{ Мвар}$, минус означает, что мощность должна генерироваться.

Учитывая, что шкала номинальных мощностей компенсирующих устройств дискретна, следует выбрать ближайшую большую стандартную мощность.

шины среднего напряжения автотрансформатора связи можно рассматривать как базисный и балансирующий узел для проектируемой сети. Напряжение базисного узла можно регулировать в диапазоне $\pm 6\%$ от указанного на схеме значения.

Состав потребителей электроэнергии по категориям надежности: потребители узла 76 относятся к III категории по надежности; состав потребителей всех остальных узлов по надежности одинаков (I категория — 30 %, II — 30 %, III — 40 %). Коэффициент неравномерности графика нагрузки энергосистемы равен $\alpha_n = 0,6$. Коэффициенты мощностей нагрузок всех узлов системообразующей сети одинаковы, $\cos \varphi = 0,9$. Коэффициенты мощностей нагрузок узлов распределительной сети приведены в табл. 8.1, там же указаны требуемые напряжения на стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов.

Таблица 8.1

Параметры нагрузок распределительной сети

Показатель	Номер узла				
	72	73	74	75	76
Требуемое напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, кВ	10,3	10,2	10,3	10,0	10,1
Коэффициенты мощностей	0,90	0,92	0,80	0,80	0,80

При выполнении технико-экономических расчетов приняты следующие значения экономических характеристик: коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 68,8$; удельная стоимость потерь электроэнергии в сети, $\beta = 1,2$ руб./кВт·ч, коэффициент приведения к современным ценам удельного ущерба от аварийного перерыва электроснабжения потребителей III категории надежности $\delta_y = 25,5$.

Этапы выполнения курсового проекта

1. Ориентировочный выбор класса номинального напряжения распределительной сети. Выбор числа и мощности понижающих трансформаторов в распределительной сети и определение расчетных токов, приведенных к стороне высшего напряжения трансформаторов.

2. Разработка вариантов развития распределительной сети (уточнение классов номинальных напряжений по вариантам развития сети, трасс и числа цепей ЛЭП).

3. Приближенный расчёт токораспределения в каждом из выбранных вариантов по длинам ЛЭП и нагрузкам узлов с учетом перспективного развития сети и нагрузок.

4. Выбор числа параллельных цепей и сечений проводов в каждом из вариантов схем сети по экономическим интервалам с учётом возможных аварийных ситуаций. Определение потерь мощности в каждом из вариантов.

5. Технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети по приведённым затратам и выбор наиболее рационального варианта.

6. Выбор числа и мощности автотрансформаторов связи распределительной и системообразующей сетей.

7. Разработка вариантов развития системообразующей сети (номинальные напряжения, трассы и число цепей ЛЭП).

8. Расчёты потокораспределения в каждом из выбранных вариантов на базе расчетного комплекса RASTR. Выбор числа параллельных цепей и сечений проводов в каждом из вариантов схем сети по экономическим интервалам и проверка выбора сечений из условий наиболее тяжёлых режимов. Определение потерь мощности в каждом из вариантов.

9. Технико-экономическое сравнение вариантов системообразующей сети по приведённым затратам и выбор наиболее рациональных вариантов для их дальнейшего более подробного рассмотрения.

10. Электрические расчёты принятых вариантов развития системообразующей электрической сети совместно с рациональным вариантом распределительной сети в нормальных и послеаварийных режимах.

11. Централизованное и местное регулирование напряжения в электрических сетях. Проверка необходимости установки и выбора дополнительных средств регулирования напряжения.

12. Окончательное сравнение вариантов развития системообразующей и распределительной электрической сети. Выбор наилучшего в экономическом смысле варианта с учётом заданных технических требований.

8.2. Проектирование распределительной электрической сети

Для определения расчетных токов нагрузок узлов и выбора числа и мощности понижающих трансформаторов необходимо предварительно выбрать экономичный класс номинального напряжения распределительной электрической сети.

Определение расчетных токов узлов распределительной электрической сети выполняется с учетом потерь мощности в понижающих трансформаторах.

Карта-схема распределительной электрической сети с указанием нагрузок потребителей на стороне низшего напряжения приведена на рис. 8.2.

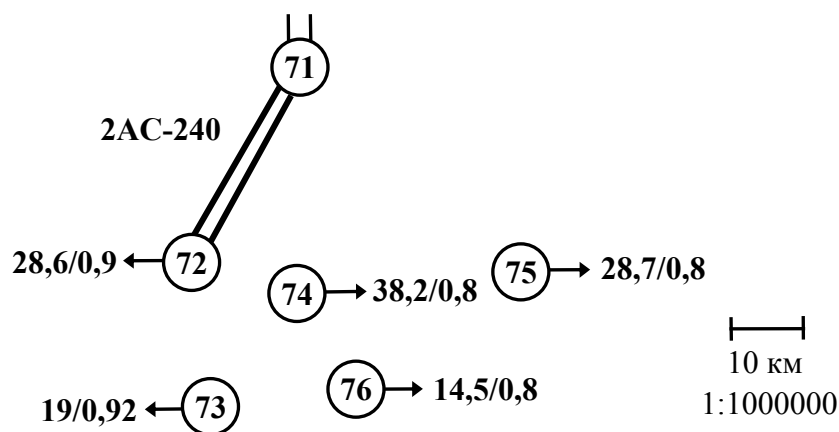


Рис. 8.2. Карта-схема распределительной электрической сети

8.2.1. Выбор экономического класса номинального напряжения

При выборе экономического класса номинального напряжения сети необходимо учесть несколько факторов:

- мощности нагрузок потребителей;
- удаленность потребителей от источника питания;
- район сооружения сети;
- класс номинального напряжения существующей сети.

Выбор напряжения определяется экономическими факторами: при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в сооружение сети, но за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки.

В практике проектирования для выбора рационального напряжения используются кривые [2, рис. 1.1], данные по пропускной способности и дальности линий электропередачи [2, табл. 1.1.1] или эмпирические формулы, в частности, формула Г. А. Илларионова, дающая удовлетворительные результаты для шкалы напряжений от 35 до 1150 кВ,

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P}}}$$

В рассматриваемом примере проектирование ведется в районе Урала, поэтому класс экономически целесообразного номинального напряжения распределительной сети следует выбирать из ряда: 500, 220, 110 кВ.

Далее следует учесть, что существующая линия 71—72 (см. рис. 8.2) работает на напряжении 110 кВ. Кроме того, анализ мощностей нагрузок потребителей (от 15 до 40 МВт) и расстояний между подстанциями (от 15 до 40 км) показывает, что они соответствуют экономически целесообразному классу напряжения 110 кВ. С учетом перечисленных обстоятельств, для всех рассматриваемых вариантов распределительной сети можно использовать класс номинального напряжения 110 кВ.

8.2.2. Выбор числа и мощности понижающих трансформаторов

Выбор числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и является технико-экономической задачей.

В практике проектирования на подстанциях предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов (автотрансформаторов). Установка одного трансформатора рекомендуется только в случае питания потребителей III категории при наличии в сетевом районе передвижной резервной подстанции, обеспечивающей замену трансформатора в течение суток.

Мощность трансформатора в нормальных режимах должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения электроэнергией потребителей I и II категорий по надежности в случае аварийного

отключения одного из трансформаторов. Поэтому, если нагрузка подстанции содержит потребителей I и II категорий по надежности, то на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов (как правило, два) такой мощности, чтобы при отключении одного трансформатора второй с допустимой перегрузкой до 40 % полностью обеспечил питание потребителей I и II категорий по надежности. С учетом указанных требований, мощность каждого трансформатора может быть определена ориентировочно по выражению

$$S_{нт} \geq \frac{S_{нб}}{k_{аб}(n-1)},$$

где $S_{нб}$ — наибольшая нагрузка подстанции, $k_{аб} = 1,4$ — коэффициент допустимой перегрузки, n — число трансформаторов на подстанции.

При выборе трансформаторов в распределительной сети следует учитывать, что типы, мощности и число понижающих трансформаторов на подстанциях во всех вариантах одинаковы, так как не зависят от схемы сети. Исключение составляют трансформаторы, которые устанавливаются для питания потребителей III категории по надежности, число и мощности трансформаторов в таких узлах уточняются при технико-экономическом сопоставлении вариантов схем питания потребителей III категории. Поэтому предварительно в таких узлах выбираются два возможных варианта числа и мощности трансформаторов.

Выбор числа и мощности трансформаторов в распределительной сети показан в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Выбор числа и мощности трансформаторов $\cos \varphi$

№ узла	P_n , МВт	$\cos \varphi$	S_n , МВ·А	$S_n/1,4$, МВ·А	Трансформатор	Параметры трансформаторов			
						R , Ом	X , Ом	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар
71	—	—	—	—	—				
72	28,6	0,9	31,8	23,8	2ТРДН-25000/110	1,27	28	0,106	2,33
73	19	0,92	20,7	15,5	2ТДН-16000/110	2,19	43	0,077	1,53
74	38,2	0,8	47,8	35,7	2ТРДН-40000/110	0,7	17	0,132	3,27
75	28,7	0,8	35,9	26,8	2ТРДН-25000/110	1,27	28	0,135	2,97
76а	14,5	0,8	18,1	13,4	2ТДН-16000/110	2,19	43	0,059	1,18
76б	14,5	0,8	18,1	—	ТРДН-25000/110	2,54	56	0,069	1,51

Определение нагрузочных токов выполняется после расчета приведенных нагрузочных мощностей к стороне высшего номинального напряжения понижающих трансформаторов:

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2}; \quad P_3 = P_n + \Delta P + \Delta P_x; \quad Q_3 = Q_n + \Delta Q + \Delta Q_x.$$

Теперь максимальные нагрузочные токи

$$I_{\max} = S_{\Sigma} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}).$$

Определение нагрузочных токов приведено в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Максимальные нагрузочные токи

№ узла	$S_{\text{н}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Трансформатор	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta Q, \text{Мвар}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{МВт}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{Мвар}$	$P_{\Sigma}, \text{МВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{Мвар}$	$S_{\Sigma}, \text{МВт}$	$I_{\max}, \text{А}$
71	—	Базисный	—	—	—	—	—	—	—	—
72	31,8	2ТРДН-25000/110	0,106	2,33	0,05	0,350	28,76	16,5	33,174	174
73	20,7	2ТДН-16000/110	0,077	1,53	0,04	0,224	19,12	9,85	21,502	113
74	47,8	2ТРДН-40000/110	0,132	3,27	0,07	0,520	38,4	32,4	50,271	264
75	35,9	2ТРДН-25000/110	0,135	2,97	0,05	0,350	28,89	24,8	38,105	200
76а	18,1	2ТДН-16000/110	0,059	1,18	0,04	0,224	14,60	12,3	19,073	100
76б	18,1	ТРДН-25000/110	0,069	1,51	0,03	0,175	14,60	12,6	19,254	101

8.2.3. Определение расчетных токов

Выбор сечений проводов линий электропередачи необходимо выполнять по расчетной токовой нагрузке линии $I_{\text{расч}}$, которая определяется по выражению

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \alpha_1 \alpha_{\text{т}}, \quad (8.1)$$

где I_{\max} — ток в линии в максимальном нормальном режиме работы сети с учетом перспективы развития нагрузок на пять лет; α_1 — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; $\alpha_{\text{т}}$ — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной мощности нагрузки линии T_{\max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы K_{\max} .

Для линий 110—220 кВ значение α_1 принимается равным 1,05. Коэффициент $\alpha_{\text{т}}$ определяется в зависимости от T_{\max} и K_{\max} , усредненные значения коэффициента $\alpha_{\text{т}}$ приведены в табл. 8.4.

По табл. 8.4 выбирается усредненное значение коэффициента $\alpha_{\text{т}}$ в предположении, что максимум нагрузок линий распределительной сети совпадает с максимум энергосистемы, $\alpha_{\text{т}} = 1$ (по заданию $T_{\max} = 4500$ часов).

Таблица 8.4

Усредненные значения коэффициента $\alpha_{\text{т}}$

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	K_{\max}	$T_{\max}, \text{ч}$					
		2000	3000	4000	5000	6000	7000
110—330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2

Для упрощения алгоритма определения расчетных токовых нагрузок линий можно воспользоваться расчетными токами узлов, которые определяются по выражению (8.1) с использованием максимальных токов узлов, найденных с учетом потерь в понижающих трансформаторах и приведенных в табл. 8.3. Значения расчетных токов узлов распределительной сети приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Расчетные токи нагрузочных узлов

№ узла	Максимальный ток, А	Расчетный ток, А
72	174	183
73	113	119
74	264	277
75	200	210
76а	100	105
76б	101	105

8.2.4. Разработка вариантов развития распределительной сети

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития сети и подключения новых потребителей. В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, при котором для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью. Намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения схемы: на каждом последующем участке поток электроэнергии должен быть направлен от источника. Необходимо руководствоваться следующими положениями при составлении вариантов схемы сети.

1. Передача электроэнергии от источника к потребителям должна производиться по самому короткому пути.

2. Разработку вариантов надо начинать с наиболее простых схем, требующих для создания сети наименьшего количества линий и электрооборудования подстанций. К числу таких вариантов относятся схемы линий магистрального и замкнутого типов.

3. Наряду с наиболее простыми вариантами следует рассмотреть и варианты схем с увеличенными капиталовложениями на сооружение линий и подстанций, за счет чего достигается большая эксплуатационная гибкость схемы или повышенная надежность электроснабжения. К числу таких относятся смешанные магистрально-радиальные схемы со сложнзамкнутыми контурами.

4. К использованию наиболее сложных и дорогих схем сетей следует переходить лишь в тех случаях, когда более простые схемы неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечени-

ях проводов, необходимых по допустимому нагреву; при неприемлемых потерях напряжения и т. п.).

5. В итоге из всех вариантов целесообразно выбрать схемы сети, построенные по двум различным принципам: а) в виде схемы с односторонним питанием; б) в виде схемы замкнутого (кольцевого) типа.

Эти схемы обладают различными качественными и технико-экономическими показателями, поэтому должны быть внимательно изучены. Лучшая из них определяется по приведенным затратам.

В соответствии с ПУЭ нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (допускается от двух секций шин районных подстанций). В большинстве случаев двухцепная ЛЭП не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I и II категорий, так как при повреждении опор возможен перерыв питания. Для таких потребителей следует предусматривать не менее двух одноцепных линий. Для электроприемников III категории допустимо питание по одной линии при технико-экономическом обосновании такого варианта, то есть при учете ущерба от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания.

На основании приведенных выше соображений в проекте решается вопрос о необходимом количестве ЛЭП для каждого потребителя. При этом замкнутая схема приравнивается по надежности к системе электроснабжения по двум одноцепным линиям.

Варианты развития распределительной сети приведены на рис. 8.3.

Вариант 1 представляет собой разомкнутую радиальную сеть, в которой потребители получают питание из узла 71 по кратчайшему пути.

При разработке этого варианта учтено наличие двух существующих линий 110 кВ сечением АС–240 между питающей подстанцией 71 и узлом 72 мощностью около 30 МВт. Это однозначно определяет питание нагрузки узла 73 через узел 72 по двум линиям, так как в узле 72 имеются потребители I категории по надежности. При этом суммарный поток мощности по существующей линии 71–72 составляет около 50 МВт, что соответствует нормальной загрузке двух линий 110 кВ (от 15 до 45 МВт на одну цепь при длине электропередачи от 25 до 80 км) [2, табл. 1.1.1].

Для электроснабжения потребителей наиболее крупного узла 74 на участке 71–74 предусматривается сооружение не менее двух линий с учетом наличия в узле 74 потребителей I категории по надежности.

В узле 76 имеются потребители электроэнергии только III категории по надежности, поэтому на участке 74–76 может рассматриваться сооружение одной или двух параллельных цепей. При строительстве одной цепи следует учесть ущерб от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания. Решение вопроса о числе линий на участке 74–76 можно принять независимо и распространить решение на вариант 2.

Для питания потребителей узла 75 на участке 71–75 предусматривается сооружение не менее двух линий с учетом наличия в узле 75 потребителей I категории по надежности.

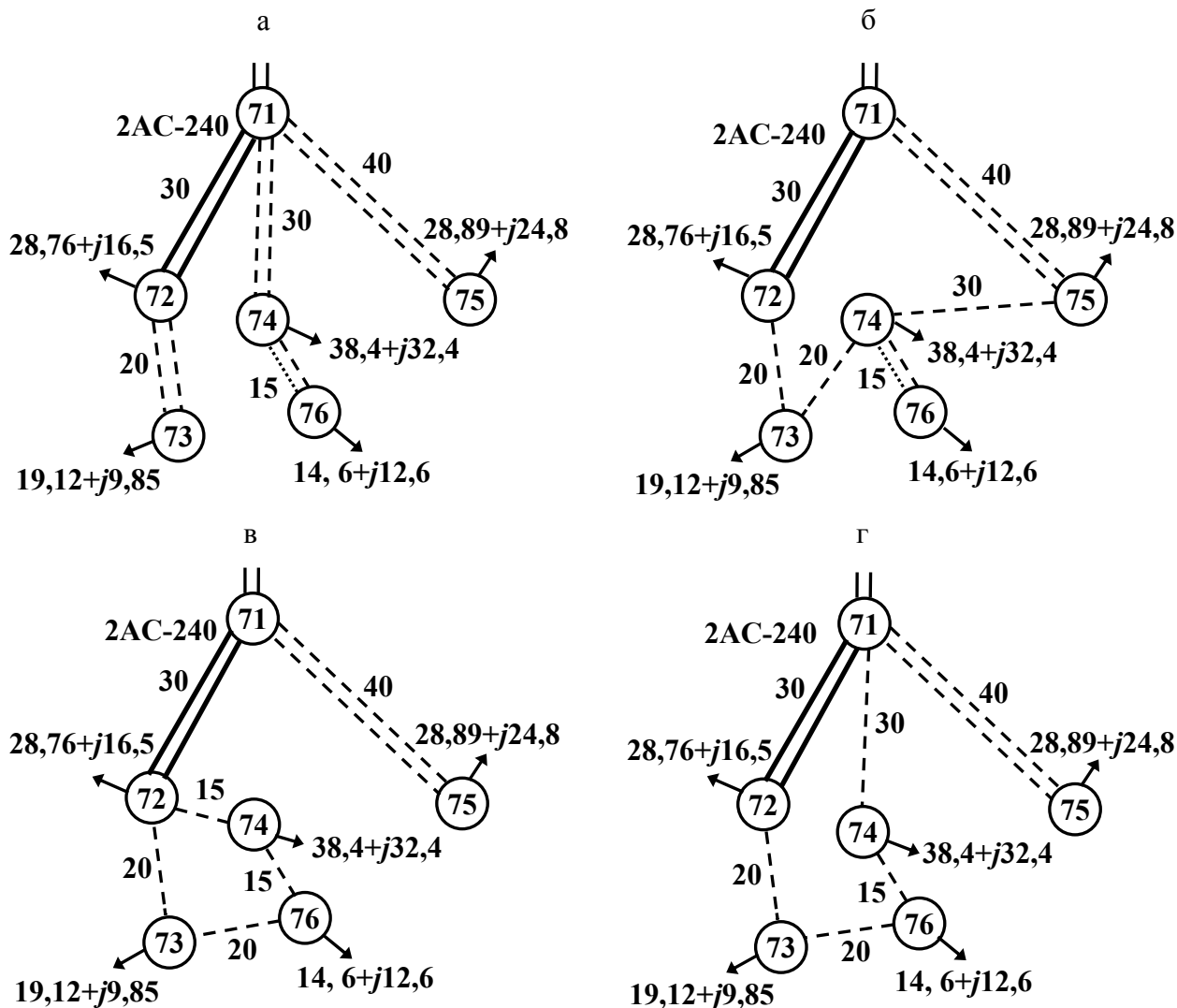


Рис. 8.3. Варианты развития распределительной сети:
а, б, в, г – соответственно варианты 1, 2, 3, 4

Вариант 2 представляет собой замкнутую кольцевую сеть с ответвлением для питания потребителей III категории по надежности узла 76. В кольцевой сети первоначально намечается по одной линии на каждом участке, так как в замкнутой сети обеспечивается надежное электроснабжение потребителей всех узлов от двух соседних. Решение вопроса о числе линий на каждом участке может быть уточнено при выборе и проверке сечений линий электропередачи.

Вариант 3 представляет собой сочетание разомкнутой части схемы для электроснабжения узла 75 и замкнутой кольцевой сети с усилением загрузки существующей линии 71–72, которую вероятнее всего придется усилить. При развитии сети по этому варианту отсутствует ущерб от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания потребителя узла 76, так как предусматривается надежное питание потребителей от узлов 73 и 74.

Вариант 4, так же как и вариант 3, представляет собой сочетание разомкнутой и замкнутой сетей. По сравнению с вариантом 3 в варианте 4 разгружена существующая линия и улучшена схема питания потребителя узла 74. Однако в этом варианте высока вероятность нарушения качества электроэнергии в узле 74 при отключении линии 71–74.

Таким образом, к дальнейшему рассмотрению предложены все 4 варианта развития распределительной сети.

Выбор класса номинального напряжения выполнен ранее и не нуждается в уточнении, так как изменение классов номинальных напряжений в рассмотренных вариантах не требуется.

8.2.5. Выбор сечений линий электропередачи

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи 35–500 кВ производится по экономической плотности тока или по экономическим интервалам сечений из условий нормального максимального режима электропередачи. Выбранные сечения проводов воздушных линий 35–500 кВ проверяются по допустимому току из условий наиболее тяжелых режимов.

Экономические интервалы стандартных сечений

Экономические интервалы для стандартных сечений определенного класса напряжения получены при построении зависимостей удельных приведенных затрат в сооружение и эксплуатацию 1 км линии от тока. Удельные приведенные затраты можно представить упрощенно в виде трех слагаемых

$$Z_{уд} = A + B \cdot F + C \cdot I_{\max}^2 \frac{1}{F}. \quad (8.2)$$

Первое слагаемое A не зависит от сечения, его включение в приведенные затраты связано с необходимостью подготовки трассы для воздушной линии. Второе слагаемое BF определяется стоимостью проводов, третье — CI_{\max}^2/F — учитывает стоимость потерь электроэнергии при протекании тока по линии определенного сечения. Вид зависимостей удельных приведенных затрат в сооружение и эксплуатацию воздушных линий различных сечений показан на рис. 8.4.

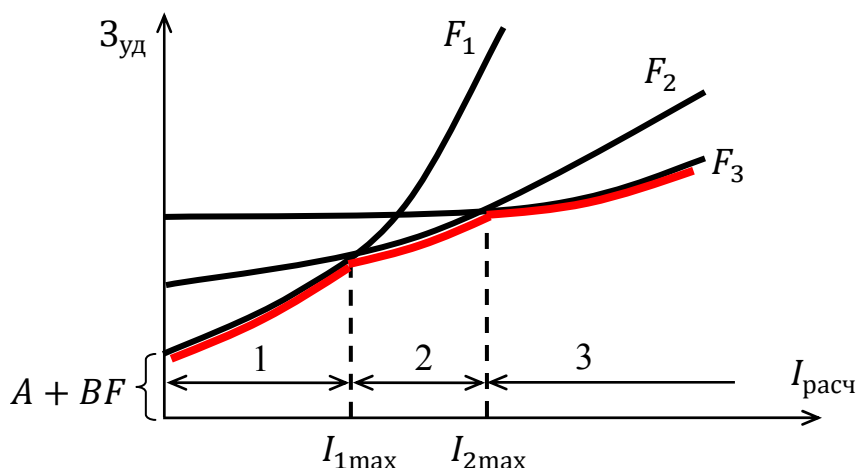


Рис. 8.4. Экономические интервалы токовых нагрузок

Сечения F_1, F_2, \dots, F_n — стандартные сечения для выбранного класса номинального напряжения $U_{ном}$. Экономические интервалы однозначно определяют сечение воздушной линии в зависимости от расчетного тока нагрузки линии $I_{расч}$. Если значение тока в линии находится в интервале от 0 до I_{1max} , то наиболее экономично сечение F_1 , при токе от I_{1max} до I_{2max} — сечение F_2 и так до максимального сечения, используемого на данном классе номинального напря-

жения. Здесь под расчетным током $I_{\text{расч}}$ понимается расчетный ток в одной цепи линии. Экономические интервалы сечений в табличном виде приведены в [2, табл. 1.3.10—1.3.15].

Экономическая плотность тока

Удельные приведенные затраты в сооружение и эксплуатацию линии (8.2) можно записать упрощенно в зависимости от сечения линии в виде двух слагаемых

$$3_{\text{уд}} = 3_1(F) + 3_2\left(\frac{1}{F}\right).$$

На рис. 8.5 показаны зависимости двух составляющих приведенных затрат 3_1 , 3_2 и суммарных приведенных затрат $3_{\text{уд}}$ в зависимости от сечения провода F . Графическая зависимость суммарных приведенных затрат от сечения наглядно иллюстрирует существование некоторого сечения, при котором функция затрат имеет минимум. Такое сечение $F_{\text{эк}}$ называется *экономическим*.

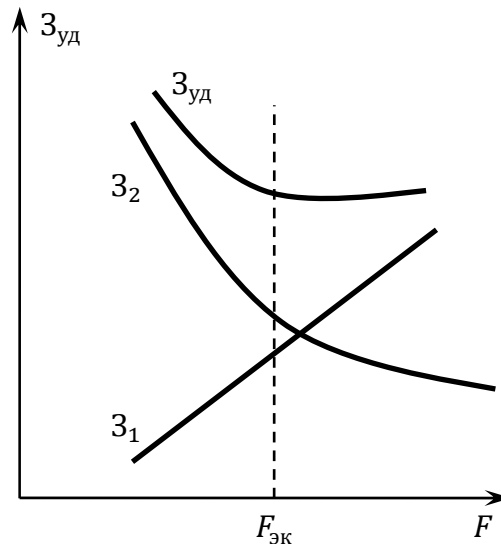


Рис.8.5. Зависимость приведенных затрат от сечения проводов линии

Экономическому сечению провода соответствует определенная плотность тока в проводе $j_{\text{эк}}$, которая называется *экономической плотностью тока*.

Экономическая плотность тока — это отношение наибольшего протекающего в линии тока в нормальном режиме к экономическому сечению:

$$j_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/F_{\text{эк}}.$$

Экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки T_{max} . Нормированное значение $j_{\text{эк}}$, рекомендуемое ПУЭ, приведено в табл. 8.6.

Таблица 8.6

Нормативное значение экономической плотности тока
для неизолированных проводов

$T_{\text{max}}, \text{ ч}$	$j_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$
$T_{\text{max}} < 3000$	1,3
$3000 \leq T_{\text{max}} \leq 5000$	1,1
$T_{\text{max}} > 5000$	1,0

Практически для выбора сечения линии по экономической плотности тока сначала определяется нормативное значение экономической плотности тока, затем рассчитывается экономическое сечение по выражению

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}}.$$

и округляется до стандартного сечения. Для обеспечения лучшей адаптации сети с учетом перспективы округление выполняется до ближайшего большего стандартного сечения.

Проверка сечений линий по допустимому току

Выбранные сечения проектируемых линий и сечения существующих линий электропередачи проверяются для каждой линии по длительно допустимому току. При этом длительно допустимые токи сечений проводов сопоставляются с максимальными длительными токами в линиях в наиболее тяжелых нормальных или послеаварийных режимах. Под допустимым током сечения провода понимается ток, при длительном протекании которого проводник сохраняет свои электрические и механические свойства, а изоляция — термическую стойкость.

Условия проверки $I_{ав} < I_{доп}$, где $I_{ав}$ — максимальный ток по линии в наиболее тяжелом для данной линии послеаварийном режиме, а $I_{доп}$ — длительно допустимый ток сечения провода. Допустимые длительные токи для неизолированных сталеалюминиевых проводов при температуре воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ приведены в [2, табл. 1.3.16].

При необходимости усиления сечений из условий тяжелых режимов следует использовать экономически целесообразную технологию, то есть вначале по возможности увеличивать сечение линии без сооружения параллельных цепей. Если невозможно дальнейшее увеличение сечения следует проанализировать варианты сооружения параллельной линии на рассматриваемом участке или усиления сети в другом месте с целью ликвидации тяжелого режима. Особенно часто такая ситуация может возникать при выборе сечений в кольце.

При необходимости можно выполнять усиление существующих линий сооружением параллельных цепей того же сечения.

При выборе сечений предварительно оговариваются типы опор.

В рассматриваемом примере проектирование ведется в районе Урала, поэтому можно использовать как стальные, так и железобетонные опоры воздушных линий. Далее для однозначности во всех вариантах развития распределительной сети принято использование железобетонных опор.

Выбор сечений (вариант 1)

На рис. 8.6 показана схема распределительной сети с указанием в узлах расчетных токов. Схема электрической сети варианта 1 разомкнутая и токи во всех ветвях определяются по первому закону Кирхгофа. Токи и их направления указаны на схеме сети.

Выбор сечений выполняется по экономической плотности тока для зоны Урала ($T_{\max} = 4500$ ч) с использованием железобетонных опор. Согласно табл. 8.6, нормированное значение экономической плотности тока составляет $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Выбор сечений линий электропередачи сети и их проверка из условий длительного наиболее тяжелого послеаварийного режима по варианту 1 приведен в табл. 8.7.

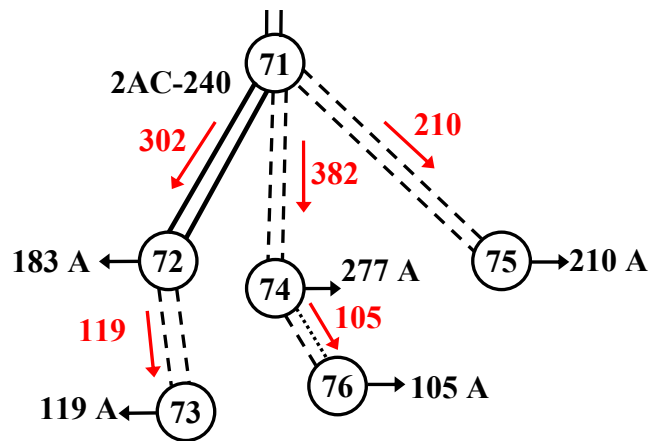


Рис. 8.6. Распределение токов в сети (вариант 1)

Таблица 8.7

Выбор сечений линий (вариант 1)

№	Линия	L , км	$I_{\text{расч}}$, А	n	$I_{\text{ц}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{\text{п/а}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	Решение
1	71–72, существ.	30	302	2	151	137,3	АС–240	Обрыв 1 цепи	302	605	2АС–240
2	72–73, проект.	20	119	2	59,5	53,7	АС–120	Обрыв 1 цепи	119	265	2АС–120
3	71–74, проект.	30	380	2	190	172,7	АС–240	Обрыв 1 цепи	380	605	2АС–240
4	71–75, проект.	40	210	2	105	95,5	АС–120	Обрыв 1 цепи	210	375	2АС–120
5а	74–76, проект.	15	105	2	52,5	47,7	АС–120	Обрыв 1 цепи	105	265	2АС–120
5б	74–76, проект.	15	105	1	105	95,5	АС–120				АС–120

Как видно из табл. 8.7, на участке 74–76 сечения выбираются для двух подвариантов: а — сооружение на участке двух линий; б — сооружение одной линии. Окончательный выбор сечения этой линии будет выполнен после технико-экономического сопоставления вариантов электроснабжения потребителя узла 76 III категории по надежности. При выборе сечений учтено, что удельная стоимость линии сечением АС-120 на одноцепных железобетонных опорах меньше, чем для линий сечением АС-70 и АС-95. Очевидно, что и потери мощности в линии сечением АС-120 меньше. Поэтому на линиях 72–73, 74–76 выбрано сечение АС-120, как показано в табл. 8.7.

Выбор сечений (вариант 2)

На рис. 8.7 показана схема распределительной сети с указанием в узлах расчетных токов. Схема электрической сети варианта 2 замкнутая, токи в кольце 71—72—73—74—75—71 можно определить по правилу электрических моментов с использованием эквивалентных длин.

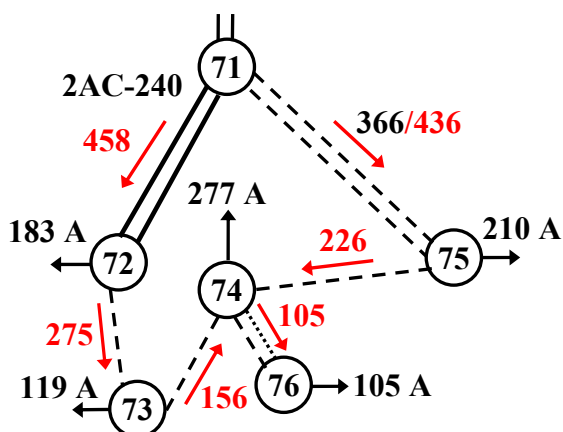


Рис. 8.7. Распределение токов в сети (вариант 2)

В кольцевой сети надежность электроснабжения потребителей обеспечивается питанием от двух источников — соседних подстанций, поэтому в кольцевой сети первоначально намечается по одной линии на каждом участке кольца, за исключением существующих линий.

Определение тока на головном участке 71—75 в кольце 71—72—73—74—75—71 по правилу электрических моментов:

$$I_{\Gamma} = I_{71-75} = \frac{I_{75}L_{75-74-73-72-71}^3 + I_{74}L_{74-73-72-71}^3 + I_{73}L_{73-72-71}^3 + I_{72}L_{72-71}^3}{L_{71-75-74-73-72-71}^3}. \quad (8.3)$$

$$I_{\Gamma} = I_{71-75} = \frac{210 \cdot 85 + (277 + 105) \cdot 55 + 119 \cdot 35 + 183 \cdot 15}{125} = 366 \text{ А.}$$

Расчетное значение экономического сечения на участке 71—75 $F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}} = 366/1,1 = 332,7 \text{ мм}^2$, что значительно превышает максимальное используемое на классе 110 кВ сечение 240 мм^2 . Выбор на участке 71—75 одной линии сечением АС-240 отвергается проверкой сечения линии по допустимому току из условий наиболее тяжелого для линии 71—75 послеаварийного режима — отключения линии 72—73. В этом режиме ток по линии 71—75, $I_{71-75} = 641 \text{ А}$, а допустимый ток по нагреву для сечения 240 мм^2 составляет 605 А [2, табл. 1.3.16].

Так как $I_{71-75} > I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$, то необходимо усилить участок 71—75 второй линией.

Пересчет тока в кольце 71—72—73—74—75—71 по правилу электрических моментов после усиления участка 71—75 выполняется по формуле (8.3),

$$I_{\Gamma} = I_{71-75} = \frac{210 \cdot 85 + (277 + 105) \cdot 55 + 119 \cdot 35 + 183 \cdot 15}{105} = 436 \text{ А.}$$

После усиления ток на участке $I_{71-75} = 436 \text{ А}$, ток на одну цепь составляет, $I_{71-75 \text{ ц}} = 436 \text{ А}$, что соответствует расчетному экономическому сечению каждой линии на участке 71—75, $F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}} = 218/1,1 = 198,2 \text{ мм}^2$. Ближайшее большее стандартное сечение — АС-240, таким образом, на участке 71—75 выбраны две одноцепные линии сечением АС-240 (см. табл. 8.8, строка 2).

Далее по I закону Кирхгофа находятся токи на всех остальных участках кольца. Токи в кольце и их направления показаны на рис. 8.7. Выбор сечений всех линий электропередачи по варианту 2 приведен в табл. 8.8.

Выбор сечений линий электропередачи в кольце выполняется одновременно с выбором числа параллельных линий на каждом участке. Таким образом, выбор сечений в кольце в общем случае может сводиться к итерационному

процессу. При несовпадении предварительно заданного числа параллельных цепей в кольце с окончательно выбранным токи в кольце следует пересчитать с заново выбранным числом параллельных линий и уточнить выбор сечений.

Объем расчетов при выборе сечений в кольце можно уменьшить, если выбор сечений начинать с наиболее нагруженной линии (нагрузка на одну цепь).

Как видно из рис. 8.7 и табл. 8.8, в рассматриваемом варианте до усиления это линия 71—75, а после усиления линии 71—75 наиболее нагруженной становится линия 72—73. Ток на участке 72—73, $I_{72-73 \text{ ц}} = 275 \text{ А}$, $F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}} = 275/1,1 = 250,0 \text{ мм}^2$, что соответствует сечению АС–240. Максимальный ток на участке 72—73 определяется из условий наиболее тяжелого послеаварийного режима, которым является для линии 72—73 обрыв линии 75—74. При этом ток на участке 72—73 определяется как сумма токов узлов 73, 74 и 76, которые получают питание по линии 72—73 при отключении линии 75—74:

$$I_{72-73} = I_{73} + I_{74} + I_{76} = 119 + 277 + 105 = 501 \text{ А}.$$

Таблица 8.8

Выбор сечений линий (вариант 2)

№	Линия	L , км	$I_{\text{расч}}$, А	n	$I_{\text{ц}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{\text{п/а}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	Решение
1	71—75, проект.	40	366	1	366	332,7	АС–240	Обрыв 72–73	641	605	Усилить
1а	71—75, проект.	40	436	2	218	198,2	АС–240	Обрыв 72–73	366	605	2АС–240
2	72–73, проект.	20	275	1	275	250,0	АС–240	Обрыв 75–74	501	605	АС–240
3	71–72, существ.	30	458	2	229	—	АС–240	Обрыв 1 цепи	<458	605	2АС–240
4	74–75, проект.	30	226	1	226	205,5	АС–240	Обрыв 72–73	501	605	АС–240
5	73–74, проект.	20	156	1	156	141,8	АС–150	Обрыв 75–74	382	450	АС–150
6а	74–76, проект.	15	105	2	52,5	47,7	АС–120	Обрыв 1 цепи	105	265	2АС–120
6б	74–76, проект.	15	105	1	105	95,5	АС–120				АС–120

Далее проверяется следующая по загрузке существующая линия 71—72 с сечением 2АС–240. Существующие линии проверяются по допустимому току из условий нормальных и послеаварийных режимов работы сети. В нормальном режиме ток по каждой из двух линий составляет 229 А, в режиме отключения одной из параллельных линий, наиболее тяжелом послеаварийном режиме для этой линии, ток на участке 71—72 снизится и станет меньше 458 А, так как ли-

ния находится в кольце. Расчет тока в этом режиме можно не выполнять, так как на основе качественного анализа видно, что ток на участке меньше 458 А. В табл. 8.8 показана проверка существующей линии 71—72 (строка 4).

Следующим по нагрузке является участок 74—75. Ток участка 226 А, $F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}} = 226/1,1 = 205,5 \text{ мм}^2$, сечение АС-240. Максимальный послеаварийный ток на участке 74—75 в режиме обрыва линии 72—73 определяется как сумма токов узлов 73, 74, 76 и составляет 501 А. В табл. 8.8 показаны выбор и проверка сечения линии 74—75 (строка 5).

Выбор сечения линии на последнем участке кольца 73—74 выполняется аналогично. Ток участка 156 А, $F_{\text{эк}} = I_{\text{max}}/j_{\text{эк}} = 156/1,1 = 141,8 \text{ мм}^2$, что соответствует сечению АС-150. Максимальный послеаварийный ток на участке 73—74 определяется из условий наиболее тяжелого послеаварийного режима, которым для линии 73—74 является, как видно из рис. 8.7, обрыв линии 74—75. Максимальный послеаварийный ток на участке 73—74 составляет 382 А, что меньше допустимого тока для сечения АС-150, $I_{73-74} > I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$, в табл. 8.8 показаны выбор и проверка сечения линии 73—73 (строка 6).

Выбор сечений на участке 74—76, как видно из табл. 8.8, выполнен аналогично выбору, сделанному в варианте 1.

Выбор сечений (вариант 3)

На рис. 8.8 показана схема распределительной сети с указанием в узлах расчетных токов. Схема электрической сети варианта 3 включает кольцо 72—74—76—73—72, токи в котором определяются по правилу электрических моментов с использованием эквивалентных длин.

Распределение токов в сети варианта 3 приведено на рис. 8.8, выбор сечений показан в табл. 8.9.

Расчет токов в кольце 72—74—76—73—72:

$$I_{\Gamma} = I_{72-74} = \frac{I_{75}L_{74-76-73-72}^{\text{э}} + I_{76}^{\text{э}}L_{76-73-72}^{\text{э}} + I_{73}L_{73-72}^{\text{э}}}{L_{72-74-76-73-72}^{\text{э}}}.$$

$$I_{\Gamma} = I_{71-75} = \frac{277 \cdot 55 + 105 \cdot 40 + 119 \cdot 20}{70} = 312 \text{ А}.$$

Пересчет токов в кольце 72—74—76—73—72 при усилении линии 72—74:

$$I_{\Gamma} = I_{72-74} = \frac{277 \cdot 55 + 105 \cdot 40 + 119 \cdot 20}{62,5} = 349 \text{ А}.$$

Выбор сечений (вариант 4)

На рис. 8.9 показана схема распределительной сети с указанием в узлах расчетных токов. Схема электрической сети варианта 4 включает кольцо 71—74—76—73—72—71, токи в котором определяются по правилу электрических моментов с использованием эквивалентных длин. Распределение токов в сети для варианта 4 приведено на рис. 8.9, выбор сечений для варианта 4 развития сети показан в табл. 8.10.

Расчет токов в кольце 71—74—76—73—72—71:

$$I_{\Gamma} = I_{71-74} = \frac{I_{74}L_{74-76-73-72-71}^3 + I_{76}^3L_{76-73-72-71}^3 + I_{73}L_{73-72-71}^3 + I_{72}L_{72-71}^3}{L_{71-72-73-76-74-71}^3}$$

$$I_{\Gamma} = I_{71-74} = \frac{277 \cdot 70 + 105 \cdot 55 + 119 \cdot 35 + 183 \cdot 15}{100} = 321 \text{ A.}$$

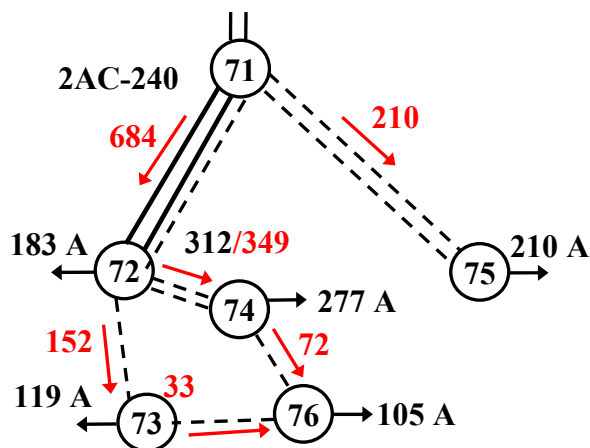


Рис. 8.8. Распределение токов в сети (вариант 3)

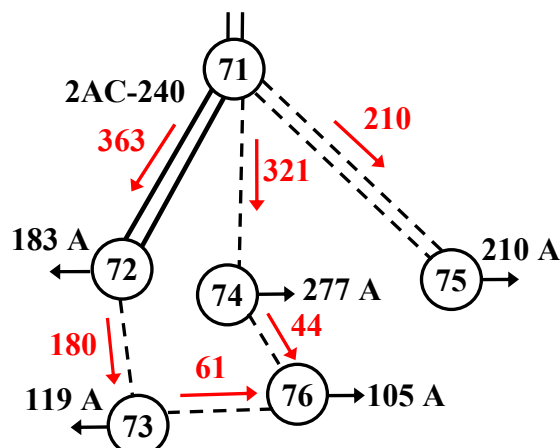


Рис. 8.9. Распределение токов в сети (вариант 4)

Таблица 8.9

Выбор сечений линий (вариант 3)

№	Линия	L, км	I _{расч} , А	n	I _ц , А	F _{эк2} , мм ²	Сечение	Вид аварии	I _{п/а} , А	I _{доп} , А	Решение
1	71–72, существ.	30	684	2	342	—	АС–240	Обрыв 1 цепи	684	605	Усилить
1а	71–72, существ.	30	684	3	228	—	АС–240	Обрыв 1 цепи	684	1210	3АС–240
2	72–74, проект.	15	312	1	312	283,6	АС–240	Обрыв 72–73	501	605	Усилить
2	72–74, проект.	15	349	2	175	158,6	АС–185	Обрыв 1 цепи	312	510	2АС–185
3	72–73, проект.	20	152	1	152	138,2	АС–150	Обрыв 74–76	224	450	АС–150
4	74–76, проект.	15	72	1	72	63,6	АС–120	Обрыв 72–73	224	375	АС–120
5	73–76, проект.	20	33	1	33	30,0	АС–120	Обрыв 72–73	119	375	АС–120
6	71–75, проект.	40	210	2	105	95,5	АС–120	Обрыв 1 цепи	210	375	2АС–120

Выбор сечений линий (вариант 4)

№	Линия	L , км	$I_{расч}$, А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{п/а}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	71–74, проект.	30	321	1	321	191,2	АС-240	Обрыв 72–73	501	605	АС-240
2	71–72, сущест.	30	363	2	182	—	АС-240	Обрыв 1 цепи	<363	605	2АС-240
3	72–73, проект.	20	180	1	180	163,6	АС-185	Обрыв 71–74	501	510	Усилить
3а	72–73, проект.	20	180	1	180	163,6	АС-240	Обрыв 71–74	501	605	АС- 240
4	73–76, проект.	20	61	1	61	55,5	АС-120	Обрыв 71–74	382	375	Усилить
4а	73–76, проект.	20	61	1	61	55,5	АС-150	Обрыв 71–74	382	450	АС- 150
5	74–76, проект.	15	44	1	44	40,0	АС-120	Обрыв 71–74	277	375	АС-120
6	71–75, проект.	40	210	2	105	95,5	АС-120	Обрыв 1 цепи	210	375	2АС-120

8.2.6. Выбор схем подстанций

Структурная схема подстанции показана на рис. 8.10. При выборе схем электрических соединений подстанций следует учесть, что типы трансформаторов и схемы распределительных устройств низшего напряжения (РУНН) не зависят от варианта развития электрической сети. Следовательно, при сопоставлении вариантов развития распределительной сети необходимо учитывать только схемы распределительных устройств высшего напряжения (РУВН) подстанций.

Наиболее дорогостоящим оборудованием распределительных устройств являются высоковольтные выключатели, поэтому выбор схем распределительных устройств высшего напряжения выполняется с целью определения числа ячеек высоковольтных выключателей.

В соответствии с выбранным классом номинального напряжения сети во всех вариантах развития распределительной сети распределительные устройства высшего напряжения сооружаются на классе напряжения 110 кВ. На этом классе в основном используются три типовых схемы электрических соединений: блочная схема; схема мостика с автоматической перемычкой; одна секционированная система шин с обходной системой шин.

Блочная схема распределительного устройства высшего напряжения подстанций, показана на рис. 8.11. Схема используется на тупиковых подстанциях 110 кВ, питание которых осуществляется по одной или двум линиям. Число ячеек высоковольтных выключателей на таких подстанциях равно числу подходящих линий 110 кВ.

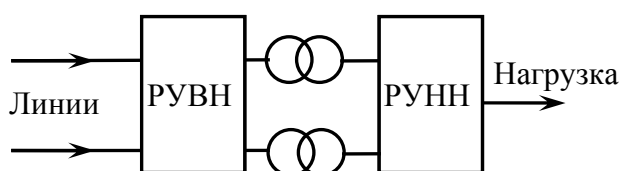


Рис. 8.10. Структурная схема подстанции

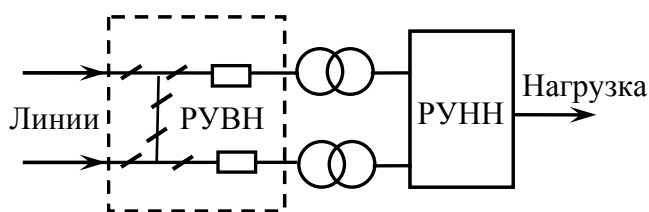


Рис. 8.11. Схема блочной подстанции

Схема «Мостик с автоматической перемычкой» показана на рис. 8.12. Схема используется на проходных подстанциях, через которые осуществляется транзит мощности к другим подстанциям, если к подстанции подходят две линии 110 кВ. Число ячеек высоковольтных выключателей на таких подстанциях равно трем — две подходящие линии 110 кВ (две ячейки) и выключатель в автоматической перемычке (одна ячейка).

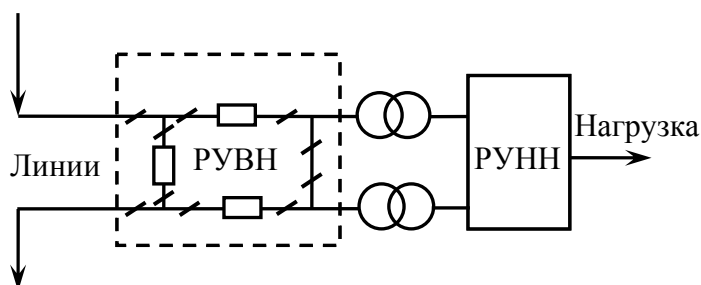


Рис. 8.12. Схема проходной подстанции «Мостик с автоматической перемычкой»

Схема распределительного устройства высшего напряжения подстанции «Одна секционированная система шин с обходной системой шин» показана на рис. 8.13. Схема используется для узловых подстанций, если к подстанции подходит не менее трех линий 110 кВ. Число ячеек высоковольтных выключателей на таких подстанциях определяется как сумма числа подходящих линий 110 кВ, числа силовых трансформаторов с высшим напряжением класса на 110 кВ и двух служебных выключателей (секционного и обходного).

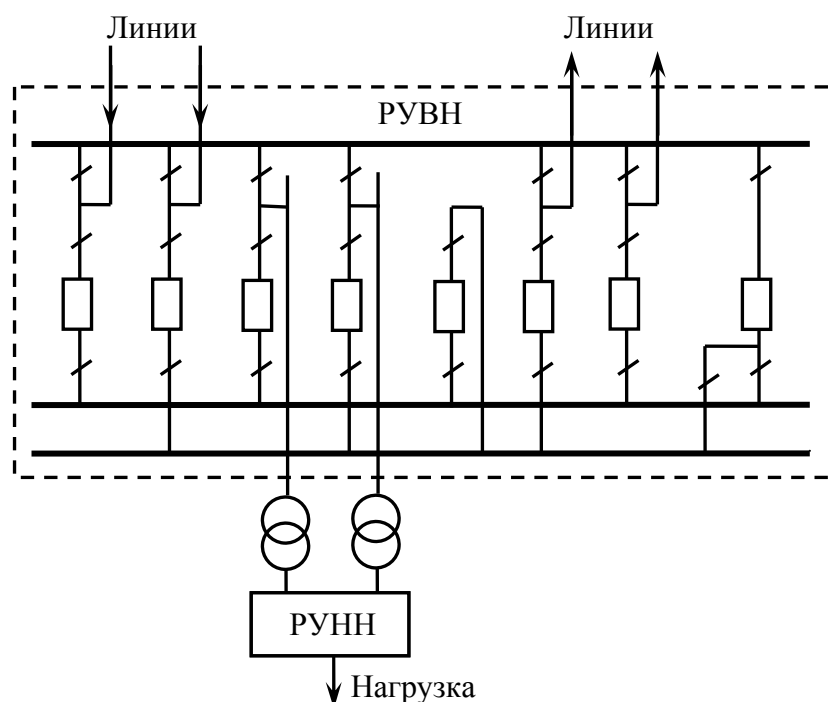


Рис. 8.13. Схема узловой подстанции «Одна секционированная система шин с обходной системой шин»

Таблица 8.11

Выбор схем распределительных устройств подстанций

Номер узла	Число присоединений		Схема распределительного устройства 110 кВ	Число ячеек выключателей 110 кВ
	линий	трансформаторов		
1	4	—	Одна секционированная система шин с обходной системой шин	4
2	3	2	Одна секционированная система шин с обходной системой шин	7
3	3	2	Мостик с автоматической перемычкой	3
4а	4	2	Одна секционированная система шин с обходной системой шин	8
4б	3	2	Одна секционированная система шин с обходной системой шин	7
5	3	2	Одна секционированная система шин с обходной системой шин	7
6а	2	2	Блочная схема	2
6б	1	2	Блочная схема	1
Итого по варианту 2а				31
Итого по варианту 2б				29

В табл. 8.11 показан пример выбора схем подстанций и определение числа ячеек выключателей 110 кВ для варианта 2 электрической сети. При определении схемы распределительного устройства высшего напряжения подстанции для базисного узла 1 не учтены ячейки трансформаторов, так как они одинаковы во всех вариантах. При сравнении схем распределительных устройств высшего напряжения во всех вариантах сети в узле 1 учтены только ячейки линий распределительной сети рассматриваемого района.

Определение числа ячеек выключателей 110 кВ для остальных сравниваемых вариантов выполнено аналогично. При технико-экономическом сопоставлении вариантов сети всегда желательно не учитывать объекты, одинаковые во всех вариантах. Поэтому при технико-экономическом сопоставлении вариантов сети выполняется учет только разницы в числе высоковольтных выключателей по вариантам. Вычисление разницы в числе высоковольтных выключателей по вариантам показано в табл. 8.12.

Таблица 8.12

Определение числа ячеек высоковольтных выключателей

Вариант сети	1а	1б	2а	2б	3	4
Число ячеек выключателей 110 кВ	28	26	31	29	30	23
Число ячеек для учета при экономическом сопоставлении вариантов сети	5	3	8	6	7	0

8.2.7. Методика технико-экономического сопоставления вариантов развития сети

Варианты, подлежащие технико-экономическому сравнению, должны быть технически и экономически сопоставимы, т. е. обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах работы сети. При сопоставлении схем с разной степенью надежности должна учитываться величина ущерба потребителю от вероятного нарушения электроснабжения.

При рассмотрении вариантов развития распределительной электрической сети можно приближенно считать, что строительство продолжается не более одного этапа и капитальные вложения вкладываются одновременно, а ежегодные эксплуатационные расходы являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети. При таком допущении в качестве экономического критерия проектирования электрической сети используются *статические приведенные затраты* [3].

Вычисление статических приведенных затрат производится по формуле:

$$З = E_n K_\Sigma + И + У, \quad (8.4)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности; $K_\Sigma = K_\text{л} + K_\text{п}$ — соответственно капитальные вложения в линии и подстанции; $И = И_\text{л} + И_\text{п} + И_{\Delta\epsilon}$ — годовые издержки на амортизацию и обслуживание линий $И_\text{л}$, подстанций $И_\text{п}$ и $И_{\Delta\epsilon}$ — издержки на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях; $У$ — математическое ожидание ущерба от нарушения электроснабжения.

Определение капитальных вложений производится обычно по укрупненным стоимостным показателям для всего оборудования подстанций и ЛЭП.

Капитальные вложения в линии электропередачи вычисляются по соотношению:

$$K_\text{л} = C \ell n k, \quad (8.5)$$

где C — удельная стоимость сооружения ЛЭП [2, табл. 2.3.1–2.3.7] в ценах 1990 года, тыс.руб/км; ℓ — длина линии электропередачи, км; n — число параллельных линий электропередачи; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

Капитальные вложения в подстанции определяются укрупненно с учетом наиболее дорогостоящего оборудования — силовых трансформаторов и высоковольтных выключателей — и вычисляются по соотношению:

$$K_\text{п} = K_\text{т} + K_{\text{выкл}}, \quad (8.6)$$

где $K_\text{т}$ — капитальные вложения в трансформаторы; $K_{\text{выкл}}$ — капитальные вложения в высоковольтные выключатели.

$$K_\text{т} = C_\text{т} n_\text{т} k, \quad (8.7)$$

здесь $C_\text{т}$ — расчетная стоимость силового трансформатора [2, табл. 2.2.4–2.2.10] в ценах 1990 года, тыс. руб.; $n_\text{т}$ — число трансформаторов; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

$$K_{\text{выкл}} = C_{\text{выкл}} n_{\text{выкл}} k, \quad (8.8)$$

где $C_{\text{выкл}}$ — расчетная стоимость ячейки выключателя [2, табл. 2.2.1–2.2.3] в ценах 1990 г., тыс.руб; $n_{\text{выкл}}$ — число ячеек выключателей; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам.

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание линий $I_{\text{л}}$ и подстанций $I_{\text{п}}$ определяются суммой отчислений от капитальных вложений:

$$I_{\text{л}} = \alpha_{\text{л}} K_{\text{л}}, \quad (8.9a)$$

$$I_{\text{п}} = \alpha_{\text{п}} K_{\text{п}}, \quad (8.9б)$$

где $\alpha_{\text{л}}$, $\alpha_{\text{п}}$ — соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций [2, табл. 2.1.1].

Учитывая существенную долю в приведенных затратах капиталовложений и издержек на подстанции, а также тот факт, что число, мощность и типы трансформаторов, число и типы выключателей не зависят от схемы сети и одинаковы во всех вариантах развития сети, учет подстанционных составляющих затрат следует производить только при необходимости.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = \beta_0 (\tau \cdot \Delta P_{\text{max}} + 8760 \cdot \Delta P_{\text{пост}}), \quad (8.10)$$

где ΔP_{max} — суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок; $\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\text{хх}}$ — суммарные постоянные потери в сети ($\Delta P_{\text{кор}}$ — суммарные потери на корону, $\Delta P_{\text{хх}}$ — суммарные потери холостого хода трансформаторов); β_0 — удельная стоимость потерь активной энергии в сети; τ — число часов максимальных потерь в году.

Число часов максимальных потерь в году определяется в зависимости от годового числа часов максимальной мощности T_{max} ,

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}}/10^4)^2 \cdot 8760. \quad (8.11)$$

Учет фактора надежности производится путем определения среднегодового ущерба от нарушений электроснабжения потребителей III категории по надежности. В случае питания потребителя III категории по одной линии ущерб при ее аварийном отключении можно оценить по выражению

$$U = U_0 P_{\text{max}} K_{\text{в}} \varepsilon, \quad (8.12)$$

где U_0 — удельный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения потребителей, $U_0 = 25,5 \alpha_{\text{ав}}$ ($\alpha_{\text{ав}}$ — определяется по кривым [2, рис. 2.2]); P_{max} — максимальная нагрузка потребителя; $K_{\text{в}}$ — коэффициент вынужденного простоя; ε — степень ограничения потребителя ($\varepsilon = 1$ при полном отключении потребителя, $\varepsilon < 1$ при частичном отключении).

Коэффициент вынужденного простоя определяются по формуле

$$K_{\text{в}} = \sum_{i=1}^m T_{\text{в}i} \omega_i, \quad (8.13)$$

где m — число последовательно включенных элементов сети; $T_{вi}$ — среднее время восстановления элемента i [2, табл. 2.4.1]; ω_i — параметр потока отказов элемента i [2, табл. 2.4.4].

Необходимо иметь в виду, что варианты схемы с разными номинальными напряжениями из-за различной стоимости аппаратуры и разных величин потерь электроэнергии могут сравниваться только по приведенным затратам с учетом оборудования понижающих подстанций и потерь электроэнергии в них. Это положение обязательно и для сравнения вариантов с разной надежностью питания потребителей.

Варианты схем считаются экономически равноценными, если разница в приведенных затратах не превышает 5 %. В таком случае следует выбирать варианты схем по другим критериям:

- а) с более высоким классом напряжения сети;
- б) с меньшими потерями электроэнергии;
- в) более высокой надежностью электроснабжения;
- г) с более высокой оперативной гибкостью схемы (приспособляемостью к необходимым режимам работы сети);
- д) с лучшими экологическими характеристиками;
- е) с меньшим расходом цветного металла на провода воздушных линий и с меньшим необходимым количеством электрической аппаратуры;
- ж) с лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок или при появлении новых пунктов потребления электроэнергии.

8.2.8. Экономическое сопоставление схем питания потребителей III категории по надежности

Экономическое сопоставление схем питания потребителей III категории по надежности рассмотрено при анализе подвариантов присоединения к сети узла 76. Решение этого вопроса позволяет однозначно определить схему питания потребителей узла 76 одновременно для вариантов 1 и 2 развития сети.

Подвариант а предполагает присоединение узла 76 к узлу 74 по двум линиям сечением АС–120 с установкой на подстанции 76 двух трансформаторов ТДН–16000/110 (рис. 8.14, а).

Подвариант б предусматривает питание потребителей узла 76 по одной линии сечением АС–120 с установкой на подстанции 76 одного трансформатора ТРДН–25000/110 (рис. 8.14, б).

Капитальные вложения в подстанцию включают стоимость трансформаторов и распреустройств высшего напряжения (РУВН). Стоимости распреустройств низшего напряжения подстанции (РУНН) одинаковы в обоих подвариантах, поэтому не учитываются при технико-экономическом сравнении подвариантов **а** и **б**.

При расчете капитальных вложений в РУВН подстанций определяется разница в числе ячеек выключателей 110 кВ в подвариантах **а** и **б**. Общее число ячеек выключателей 110 кВ в подварианте **а** равно четырем (две ячейки в узле 76 и две ячейки в узле 74). Общее число ячеек выключателей 110 кВ в подварианте **б** равно двум (одна ячейка в узле 76 и одна ячейка в узле 74). Таким

образом, при расчете капитальных вложений в РУВН подстанций в подварианте **а** учитываются две ячейки выключателей ($n_{\text{выкл}} = 2$), а в подварианте **б** — ноль ячеек ($n_{\text{выкл}} = 0$).

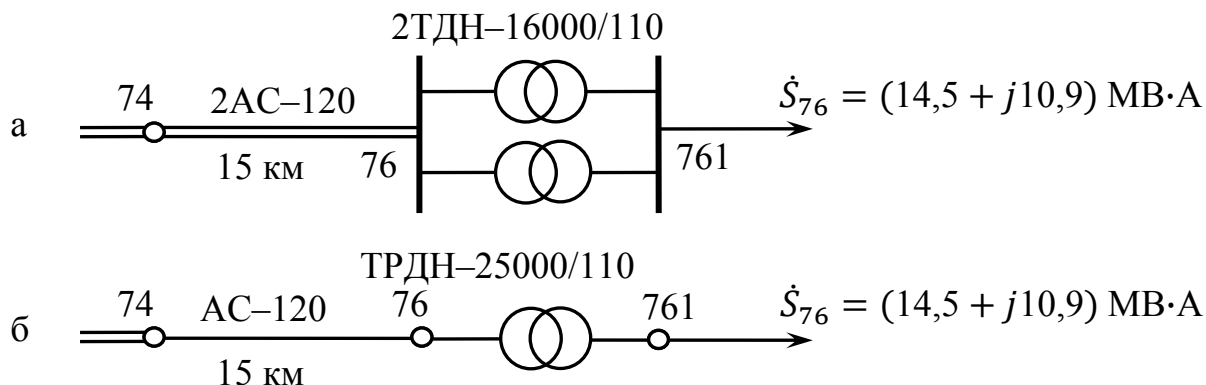


Рис. 8.14. Схема присоединения узла 76:
а — подвариант а; б — подвариант б

Подвариант а

Капитальные вложения в линии: $K_{\text{л}} = C \ell n k$, где C — стоимость 1 км линии 110 кВ на железобетонных одноцепных опорах для II района по гололеду сечением АС-120 [2, табл. 2.3.2], $C = 11,4$ тыс.руб./км (в ценах 1990 г.); ℓ — длина линии, $\ell = 20$ км; n — число параллельных линий, $n = 2$; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, согласно заданию на проектирование, $k = 68,8$.

Таким образом, капитальные вложения в линии электропередачи в подварианте **а** составляют

$$K_{\text{л}} = 11,4 \cdot 15 \cdot 2 \cdot 68,8 = 23529,6 \text{ тыс.руб.} = 23,530 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы: $K_{\text{т}} = C_{\text{т}} n_{\text{т}} k$, где $C_{\text{т}}$ — расчетная стоимость силового трансформатора ТДН-16000/110 [2, табл. 2.2.5], $C_{\text{т}} = 63$ тыс. руб. (в ценах 1990 г.); $n_{\text{т}}$ — число трансформаторов, $n_{\text{т}} = 2$; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 68,8$.

Капитальные вложения в выключатели 110 кВ: $K_{\text{выкл}} = C_{\text{выкл}} n_{\text{выкл}} k$, где $C_{\text{выкл}}$ — расчетная стоимость ячейки выключателя 110 кВ [2, табл. 2.2.2], $C_{\text{выкл}} = 35$ тыс. руб. (в ценах 1990 г.); $n_{\text{выкл}}$ — число ячеек выключателей, $n_{\text{выкл}} = 2$; k — коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 68,8$.

Таким образом, капитальные вложения в подстанции $K_{\text{п}} = K_{\text{т}} + K_{\text{выкл}}$ в подварианте **а** составляют

$$K_{\text{п}} = 63 \cdot 2 \cdot 68,8 + 35 \cdot 2 \cdot 68,8 = 13484,8 \text{ тыс.руб.} = 13,485 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в подвариант **а** составляют

$$K_{\Sigma} = K_{\text{л}} + K_{\text{п}} = 23,530 + 13,485 = 37,015 \text{ млн. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание [2, табл. 2.1.1] для линий 110 кВ составляют 2,8 %, для подстанций 110 кВ — 9,4 %, соответственно $\alpha_{\text{л}} = 0,028$; $\alpha_{\text{п}} = 0,094$.

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети, приведенной на рис. 8.14, *а*.

Суммарное активное сопротивление сети:

$$R_{\Sigma} = R_{\text{л}} + R_{\text{п}};$$

$$R_{\text{л}} = R_0 \ell / n, \quad R_0(\text{АС-120}) = 0,249 \text{ Ом/км} [2, \text{табл. 1.3.5}],$$

$$R_{\text{л}} = 0,249 \cdot 15/2 = 1,87 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{п}} = R_{\text{т}}/n_{\text{т}}, \quad R_{\text{т}}(\text{ТДН-16000/110}) = 4,38 \text{ Ом} [2, \text{табл. 1.4.2}];$$

$$R_{\text{п}} = 4,38/2 = 2,19 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = 2,19 + 1,87 = 4,06 \text{ Ом}.$$

Постоянные потери активной мощности в сети

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot n = 0,019 \cdot 2 = 0,038 \text{ МВт}.$$

Переменные потери активной мощности в сети в максимальном режиме

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 I_{74-76}^2 R_{\Sigma},$$

где ток на участке определен при выборе сечений, $I_{74-76} = 0,105 \text{ кА}$, тогда

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 4,06 = 0,134 \text{ МВт}.$$

Число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}.$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии β_0 согласно заданию на проектирование составляет 1,2 руб./кВт·ч, $\beta_0 = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ млн.руб./МВт·ч}$.

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в подварианте *а*:

$$\begin{aligned} I_{\Delta\text{Э}} &= \beta_0 (\tau \cdot \Delta P_{\text{max}} + 8760 \cdot \Delta P_{\text{пост}}) = 1,2 \cdot 10^{-3} (2886 \cdot 0,134 + 8760 \cdot 0,038) = \\ &= 0,864 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, приведенные затраты в сеть в подварианте *а* присоединения узла 76 составляют

$$\begin{aligned} Z_{\text{а}} &= E_{\text{н}} K_{\Sigma} + \alpha_{\text{л}} K_{\text{л}} + \alpha_{\text{п}} K_{\text{п}} + I_{\Delta\text{Э}} = 0,2 \cdot 37,015 + 0,028 \cdot 23,53 + \\ &+ 0,094 \cdot 13,485 + 0,864 = 10,193 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Подвариант б

Капитальные вложения в линии: $K_{\text{л}} = C \ell n k$, где C — стоимость 1 км линии 110 кВ на железобетонных одноцепных опорах для II района по гололеду сечением АС-120, $C = 11,4 \text{ тыс. руб./км}$ (в ценах 1990 г.); $\ell = 15 \text{ км}$; $n = 1$; $k = 68,8$. Капитальные вложения в линии электропередачи в подварианте *б* составляют,

$$K_{\text{л}} = 11,4 \cdot 15 \cdot 1 \cdot 68,8 = 11764,8 \text{ тыс.руб.} = 11,765 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы: $K_T = C_T n_T k$, где C_T — расчетная стоимость силового трансформатора ТРДН–25000/110 [2, табл. 2.2.5], $C_T = 84$ тыс. руб. (в ценах 1990 г.); $n_T = 1$; $k = 68,8$.

Капитальные вложения в РУВН 110 кВ в подварианте **б** составляют $K_{\text{выкл}} = 0$, так как $n_{\text{выкл}} = 0$.

Таким образом, капитальные вложения в подстанции в подварианте **б**:

$$K_{\Pi} = 84 \cdot 1 \cdot 68,8 + 35 \cdot 0 \cdot 68,8 = 5779,2 \text{ тыс.руб.} = 5,779 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в подвариант **б** составляют

$$K_{\Sigma} = K_{\text{л}} + K_{\Pi} = 11,765 + 5,779 = 17,544 \text{ млн. руб.}$$

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети, приведенной на рис. 8.14, **б**.

Суммарное активное сопротивление сети:

$$R_{\Sigma} = R_{\text{л}} + R_{\Pi};$$

$$R_{\text{л}} = R_0 \ell / n, \quad R_0(\text{АС-120}) = 0,249 \text{ Ом/км},$$

$$R_{\text{л}} = 0,249 \cdot 15 = 3,735 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{Т}}(\text{ТРДН-25000/110}) = 2,54 \text{ Ом} [2, \text{табл. 1.4.2}];$$

$$R_{\Sigma} = 3,735 + 2,54 = 6,285 \text{ Ом.}$$

Постоянные потери активной мощности в сети

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot n = 0,027 \cdot 1 = 0,027 \text{ МВт.}$$

Переменные потери активной мощности в сети в максимальном режиме

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 I_{74-76}^2 R_{\Sigma};$$

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 6,285 = 0,208 \text{ МВт.}$$

Число часов максимальных потерь $\tau = 2886$ ч.

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии в сети подварианта **б** составляют:

$$И_{\Delta\mathcal{E}} = 1,2 \cdot 10^{-3} (2886 \cdot 0,208 + 8760 \cdot 0,027) = 1,004 \text{ млн.руб.}$$

Питание потребителей узла 76 в подварианте **б** может быть аварийно прекращено вследствие отключения линии или трансформатора. Расчет ущерба, связанного с перерывом питания потребителей III категории по надежности узла 76, определяется по соотношению:

$$Y = Y_0 P_{\text{max}} K_{\text{в}} \varepsilon,$$

$$K_{\text{в}} = \sum_{i=1}^m T_{\text{в}i} \omega_i.$$

При расчете ущерба следует учесть: два последовательно включенных элемента — линию и трансформатор ($m = 2$); степень ограничения потребителей электроэнергии (при полном отключении $\varepsilon = 1$); максимальную мощность потребителей, $P_{\text{max}} = 14,5$ МВт.

Параметры потока отказов линии $\omega_{\text{л}} = 1,1$ отказ/год на 100 км и трансформатора $\omega_{\text{т}} = 0,02$ отказ/год [2, табл. 2.4.4]. Среднее время восстановления линии 110 кВ $T_{\text{вл}} = 1,0 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ.

Среднее время восстановления трансформатора зависит от наличия в системе резервного трансформатора, $T_{\text{вт}} = 20 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при наличии в системе резервного трансформатора и $T_{\text{вт}} = 60 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при его отсутствии [2, табл. 2.4.1].

Удельный ущерб от аварийного перерыва электроснабжения потребителей III категории надежности

$$Y_0 = \delta_y \cdot a,$$

где $\delta_y = 25,5$, $a = 6$ тыс.руб./кВт = 6 млн.руб./ МВт [2, рис. 2.2] в ценах 1990 г., тогда

$$Y_0 = 6 \cdot 25,5 = 153 \text{ млн.руб. / МВт.}$$

Параметры потока отказов линии $\omega_{\text{л}} = 1,1$ отказ/год на 100 км, трансформатора $\omega_{\text{т}} = 0,02$ отказ/год [2, табл. 2.33]. Среднее время восстановления [2, табл. 2.31] для линии $T_{\text{вл}} = 1,0 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, среднее время восстановления трансформатора $T_{\text{вт}} = 20 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при наличии в системе резервного трансформатора и $T_{\text{вт}} = 60 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при его отсутствии.

Годовой ущерб от аварийного перерыва электроснабжения потребителей III категории надежности

$$Y = 153 \cdot 14,5 \cdot 1 \cdot \left(1,1 \cdot \frac{15}{100} \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \right) = 1,253 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, приведенные затраты в сеть в подвариант **б** присоединения узла 76:

$$Z_6 = E_{\text{н}} K_{\Sigma} + \alpha_{\text{л}} K_{\text{л}} + \alpha_{\text{п}} K_{\text{п}} + И_{\Delta\text{Э}} + Y;$$

$$Z_6 = 0,2 \cdot 17,544 + 0,028 \cdot 11,765 + 0,094 \cdot 5,779 + \\ + 1,004 + 1,253 = 6,639 \text{ млн. руб.}$$

Сопоставление приведенных затрат показывает, что подвариант **б** более экономичен, чем подвариант **а**.

Отличие приведенных затрат составляет

$$\Delta Z = \frac{Z_{\text{а}} - Z_6}{Z_6} 100 \% = \frac{10,193 - 6,639}{6,639} 100 \% = 46,4 \%,$$

поэтому предпочтение отдается более экономичному подварианту **б**.

Таким образом, при технико-экономическом сравнении вариантов 1 и 2 развития распределительной сети питания потребителей узла 76 осуществляется по одной линии сечением АС–120 с установкой на подстанции 76 одного трансформатора ТРДН–25000/110.

8.2.9. Технико-экономическое сопоставление вариантов развития распределительной сети

При анализе технико-экономических характеристик по всем сравниваемым вариантам следует учесть, что во всех узлах сети, кроме узла 76, установлены одинаковые трансформаторы и их не следует учитывать при сравнении вариантов конфигурации сети. Схемы распределительных устройств подстанций и число ячеек выключателей 110 кВ в каждом из вариантов и их разница по вариантам приведены в табл. 8.12. При технико-экономическом сопоставлении вариантов конфигурации сети основное внимание следует уделять собственно сети, поэтому в приведенных затратах по вариантам схем развития сети учитывается только разница в числе ячеек выключателей распределительных устройств высшего напряжения подстанций.

В вариантах 1 и 2 развития распределительной электрической сети на подстанции в узле 76 установлен один трансформатор ТРДН-25000/110, а в вариантах 3 и 4 установлено по два трансформатора ТДН-16000/110. Поэтому при технико-экономическом сопоставлении вариантов необходимо учесть: стоимости (разницу в стоимости) трансформаторов при расчете капитальных вложений в подстанции; издержки (разницу в издержках) на компенсацию потерь электроэнергии в трансформаторах узла 76. При этом следует учитывать годовые потери электроэнергии в трансформаторе, которые складываются из постоянных и переменных потерь.

Капитальные вложения в трансформаторы узла 76 в вариантах развития сети 1 и 2 (один трансформатор ТРДН–25000/110)

$$K_T = 84 \cdot 1 \cdot 68,8 \cdot 10^{-3} = 5,779 \text{ млн. руб.}$$

Активное сопротивление трансформатора ТРДН–25000/110 и потери холостого хода: $R_T = 2,54 \text{ Ом}$; $\Delta P_{xx} = 0,027 \text{ МВт}$.

Потери активной мощности в максимальном режиме

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 2,54 = 0,084 \text{ МВт.}$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторе составляют

$$\Delta \mathcal{E} = 2886 \cdot 0,084 + 8760 \cdot 0,027 = 479,93 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы узла 76 в вариантах развития сети 3 и 4 (два трансформатора ТДН–16000/110)

$$K_T = 63 \cdot 2 \cdot 68,8 \cdot 10^{-3} = 8,669 \text{ млн. руб.}$$

Активное сопротивление двух трансформатора ТДН–16000/110 и потери холостого хода: $R_T = 4,38/2 = 2,19 \text{ Ом}$; $\Delta P_{xx} = 0,019 \cdot 2 = 0,038 \text{ МВт}$.

Потери активной мощности в максимальном режиме

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot 0,105^2 \cdot 2,19 = 0,072 \text{ МВт.}$$

Годовые издержки на покрытие потерь электроэнергии составляют:

$$\Delta \mathcal{E} = 2886 \cdot 0,072 + 8760 \cdot 0,038 = 541,93 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Результаты расчета экономических характеристик узла 76 по вариантам развития сети приведены в табл. 8.13.

Для сопоставления вариантов развития распределительной электрической сети необходимо определить капитальные вложения в подстанции по каждому варианту. Расчет приведен в табл. 8.14.

Таблица 8.13

Экономические характеристики узла 76

Вариант	Трансформаторы узла 76	K_T , млн. руб.	ΔK_T , млн. руб.	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч
1,2	ТРДН-25000/110	5,779	0	479,93
3,4	2ТДН-16000/110	8,669	2,890	541,93

Таблица 8.14

Капитальные вложения в подстанции

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Число учтенных выключателей в схеме	3	6	7	0
Коэффициент приведения к современным ценам	68,8	68,8	68,8	68,8
Дополнительные капвложения в трансформаторы узла 76, млн.руб.	0	0	2,890	2,890
Капвложения в выключатели, тыс.руб.	7,224	14,448	16,857	0
Капитальные вложения в подстанции, тыс.руб.	7,224	14,448	19,747	2,890

В табл. 8.15–8.18 показаны расчеты составляющих приведенных затрат по вариантам 1–4 развития распределительной электрической сети — капитальных вложений в линии электропередачи и переменных потерь активной мощности в режиме максимальных нагрузок. При определении приведенных затрат по вариантам развития сети следует учесть, что во всех вариантах линия 1–2 существующая, поэтому капиталовложения на ее сооружение и амортизационные отчисления не учитываются. Если возникает необходимость усиления существующей линии, то учитываются капиталовложения и амортизационные отчисления на новую параллельную линию.

Результаты технико-экономического сопоставления вариантов развития распределительной электрической сети приведены в табл. 8.19. Анализ результатов показывает, что наиболее экономичным является 4-й вариант распределительной сети. Этот вариант рекомендуют для дальнейшего рассмотрения по критерию качества электроэнергии.

Если в варианте 4 распределительной сети не обеспечивается качество электроэнергии, то после установки в сети дополнительных средств регулирования напряжения и оценки экономических показателей варианта 4 может быть рассмотрен следующий по экономичности вариант 1.

Таблица 8.15

Экономические характеристики сети (вариант 1)

№	Линия	L, км	I, А	n	Сечение	C _{уд} , тыс.руб./км	R, Ом	Потери ΔP, МВт	Капвложения K, млн.руб.
1	71–72, сущест., ж/б	30	302	2	АС–240	14	1,8	0,493	0
2	72–73, проект., ж/б	20	119	2	АС–120	11,4	2,49	0,106	31,373
3	71–74, проект., ж/б	30	382	2	АС–240	14	1,8	0,780	57,792
4	71–75, проект., ж/б	40	210	2	АС–120	11,4	4,98	0,659	62,746
5	74–76, проект., ж/б	15	105	1	АС–120	11,4	3,74	0,124	11,765
Технико-экономические показатели варианта 1								2,161	163,675

Примечание. Коэффициент приведения к современным ценам равен 68,8.

Таблица 8.16

Экономические характеристики сети (вариант 2)

№	Линия	L, км	I, А	n	Сечение	C _{уд} , тыс.руб./км	R, Ом	Потери ΔP, МВт	Капвложения K, млн.руб.
1	71–72, сущест., ж/б	30	458	2	АС–240	14	1,8	1,133	0
2	72–73, проект., ж/б	20	275	1	АС–240	14	2,4	0,545	19,264
3	73–74, проект., ж/б	20	156	1	АС–150	11,7	3,96	0,289	16,099
4	74–75, проект., ж/б	30	226	1	АС–240	14	3,6	0,552	28,896
5	71–75, проект., ж/б	40	436	2	АС–240	14	2,4	1,369	77,056
6	74–76, проект., ж/б	15	105	1	АС–120	11,4	3,74	0,124	11,765
Технико-экономические показатели варианта 2								4,012	153,080

Примечание. Коэффициент приведения к современным ценам равен 68,8.

Таблица 8.17

Экономические характеристики сети (вариант 3)

№	Линия	L, км	I, А	n	Сечение	C _{уд} , тыс.руб./км	R, Ом	Потери ΔP, МВт	Капвложения К, млн.руб.
1	71–72, сущест., ж/б	30	684	3	АС–240	14	1,2	1,684	28,896
2	72–74, проект., ж/б	15	349	2	АС–185	12,9	1,22	0,444	26,626
3	72–73, проект., ж/б	20	152	1	АС–150	11,7	3,96	0,275	16,099
4	73–76, проект., ж/б	20	70	1	АС–120	11,4	4,98	0,016	15,686
5	74–76, проект., ж/б	15	72	1	АС–120	11,4	3,74	0,058	11,765
6	71–75, проект., ж/б	40	210	2	АС–120	11,4	4,98	0,659	62,746
Технико-экономические показатели варианта 3								3,136	161,818

Примечание. Коэффициент приведения к современным ценам равен 68,8.

Таблица 8.18

Экономические характеристики сети (вариант 4)

№	Линия	L, км	I, А	n	Сечение	C _{уд} , тыс.руб./км	R, Ом	Потери ΔP, МВт	Капвложения К, млн.руб.
1	71–72, сущест., ж/б	30	363	2	АС–240	14	1,8	0,712	0
2	71–74, проект., ж/б	30	321	1	АС–240	14	3,6	1,113	28,896
3	72–73, проект., ж/б	20	180	1	АС–240	14	2,4	0,233	19,264
4	73–76, проект., ж/б	20	61	1	АС–150	11,7	3,96	0,044	16,099
5	74–76, проект., ж/б	15	44	1	АС–120	11,4	3,74	0,022	11,765
6	71–75, проект., ж/б	40	210	2	АС–120	11,4	4,98	0,659	62,746
Технико-экономические показатели варианта 4								2,783	138,770

Примечание. Коэффициент приведения к современным ценам равен 68,8.

Технико-экономическое сравнение вариантов сети

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Капитальные вложения в линии, млн.руб.	163,675	153,080	161,818	138,770
Капитальные вложения в подстанции, млн.руб.	7,224	14,448	19,746	2,890
Издержки на амортизацию и обслуживание линий, тыс.руб.	4,583	4,286	4,531	3,886
Издержки на амортизацию и обслуживание подстанций, тыс.руб.	0,679	1,358	1,856	0,272
Годовые потери энергии в трансформаторах узла 76, МВт·ч	479,93	479,93	541,93	541,93
Суммарные потери мощности в линиях, МВт	2,161	4,012	3,136	2,783
Годовые потери энергии в линиях, МВт·ч	6236,65	11572,86	9050,50	8031,74
Годовые потери энергии в сети, МВт·ч	6716,58	12052,79	9592,43	8573,67
Годовые издержки на потери, млн.руб.	8,060	14,463	11,511	10,288
Вероятный ущерб от недоотпуска электро-энергии, млн.руб.	1,253	1,253	0	0
Приведенные затраты, тыс.руб.	48,755	55,866	54,211	42,778
Приведенные затраты, отн.ед.	1,140	1,283	1,267	1

8.2.10. Выбор автотрансформатора связи

Распределительная сеть связана с системообразующей автотрансформаторами связи 220/110 кВ и питается с шин среднего напряжения автотрансформаторов. С целью обеспечения бесперебойного питания потребителей распределительной сети в узле 7 необходимо установить два автотрансформатора, при этом каждый автотрансформатор должен без ограничений обеспечивать всех потребителей распределительной сети.

Для выбора мощности автотрансформаторов связи необходимо определить максимальную загрузку автотрансформаторов, которая определяется с учетом:

- мощностей потребителей распределительной сети в максимальном режиме;
- дополнительной нагрузки, питающейся с шин низшего напряжения автотрансформатора;
- потерь активной и реактивной мощности в распределительной сети.

Наиболее удобно определять максимальную загрузку автотрансформаторов 220/110 кВ по результатам точного расчета максимального режима с использованием вычислительных комплексов.

При решении настоящего примера использован вычислительный комплекс RASTR. Эквивалентная максимальная загрузка автотрансформаторов 220/110 кВ

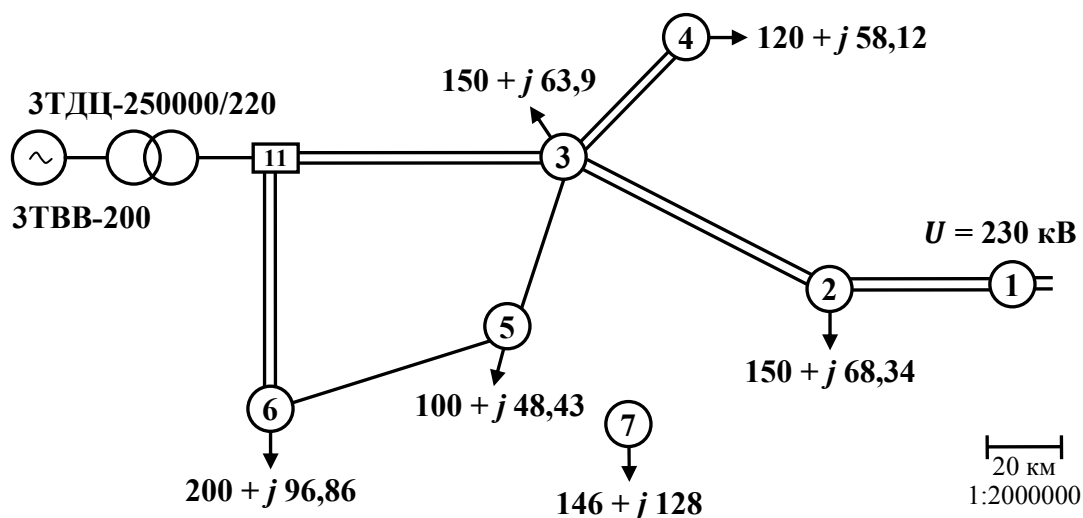
$$\dot{S}_{\text{ат}} = P_{\text{max}} + jQ_{\text{max}} = (146 + j128) \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

модуль полной мощности составляет $S_{\text{ат}} = 194,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Ближайшей стандартной мощностью автотрансформаторов 220/110 кВ является 200000 кВ·А. Таким образом, в качестве автотрансформаторов связи распределительной сети 110 кВ с системообразующей сетью 220 кВ выбираются два трехфазных автотрансформатора АТДЦТН–200000/220/110 с РПН на линейном выводе общей обмотки (на СН) с пределами регулирования $\pm 6 \times 2 \%$.

8.3. Проектирование системообразующей сети

8.3.1. Разработка балансов мощностей



Для облегчения разработки вариантов присоединения узла 7 необходимо составить балансы активной и реактивной мощности совместно для системообразующей и распределительной сетей.

Примерные уровни потерь мощностей в сетях с номинальными напряжениями 35 кВ и выше приведены в табл. 8.20.

Таблица 8.20

Примерные уровни потерь мощностей в сетях

Класс напряжения сети, кВ	Потери мощности в % от полной нагрузки	
	активные	реактивные
750—500	2	15
330—220	3	12
150—35	4	10

При составлении баланса по активной мощности учитывается расход на собственные нужды электростанций. Для ГРЭС с конденсационными блоками 200 МВт на газе расход на собственные нужды составляет 4,6 % от мощности блока [2, табл. 1.2.1]. Потери активной мощности в блочных повышающих трансформаторах составляют ориентировочно 0,5 % передаваемой мощности.

При составлении баланса по реактивной мощности условно учитывается расход реактивной мощности на собственные нужды электростанций с номинальным коэффициентом мощности блоков ГРЭС, $\cos \varphi = 0,85$. Потери активной мощности в блочных повышающих трансформаторах составляют ориентировочно 20 % от передаваемой реактивной мощности.

Балансы по активной и реактивной мощности для режима максимальных нагрузок приведены в табл. 8.21.

Таблица 8.21

Балансы мощности режима максимальных нагрузок

Потребление системы				Потребление системы			
2	150	4,50	154,5	2	68,34	8,20	76,54
3	150	4,50	154,5	3	63,90	7,67	71,57
4	120	3,60	123,6	4	58,12	6,97	65,09
5	100	3,00	103,0	5	48,43	5,81	53,24
6	200	6,00	206,0	6	96,86	11,63	108,49
7	146	4,38	150,4	7	128	15,36	143,36
Итого потребление			892,0	Итого потребление			518,3
Генерация системы				Генерация системы			
$P_{\text{ном}},$ МВт	$P_{\text{сн}},$ МВт	$\Delta P_{\text{тр}},$ МВт	$P_{\text{экв}},$ МВт	$Q_{\text{ном}},$ МВт	$Q_{\text{сн}},$ МВт	$\Delta Q_{\text{тр}},$ МВт	$Q_{\text{экв}},$ МВт
3×200	3×9,2	3×1	569,4	3×124	3×5,7	3×24,8	280,5
Дефицит мощности			322,6	Дефицит мощности			237,8

Как видно из табл. 8.21, рассматриваемый район сети является дефицитным по активной и реактивной мощности. Дефицит активной мощности будет скомпенсирован передачей мощности из соседнего района электроэнергетической системы через базисный узел, поэтому необходимо проверить возможность передачи мощности по связям 3–2 и особенно 2–1 в режиме отключения одной из параллельных линий и в режиме отказа блока на ГРЭС.

Большой дефицит реактивной мощности, как видно из баланса, обусловлен дефицитом реактивной мощности в распределительной сети, $\cos \varphi \approx 0,75$. Поэтому желательно дефицит реактивной мощности компенсировать в рассматриваемой распределительной сети и, снизив перетоки реактивной мощности, повысить экономичность работы сети.

8.3.2. Разработка вариантов развития системообразующей сети

Схемы системообразующих сетей должны обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей всех узлов сети, поскольку каждый из узлов представляет собой некоторую распределительную сеть, эквивалентированную к соответствующему узлу системообразующей сети, подобно тому, как эквивалентирована рассмотренная распределительная сеть к узлу 7.

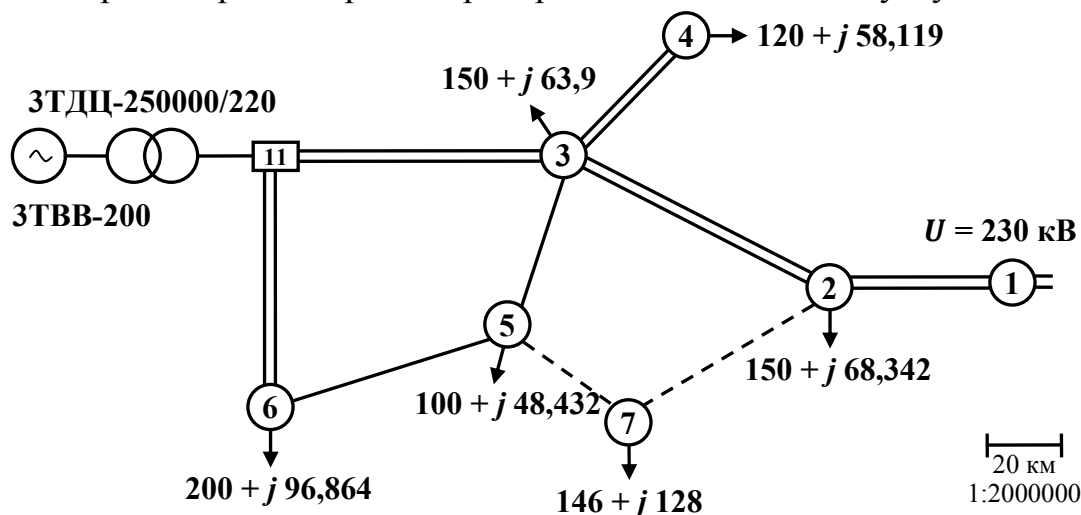


Рис. 8.16. Вариант 1 развития системообразующей сети

Варианты развития системообразующей электрической сети приведены на рис. 8.16–8.19.

В варианте 1 (рис. 8.16) развития системообразующей сети предусмотрено присоединение района распределительной сети к узлу 5 для обеспечения передачи мощности от ГРЭС по линии 5–7 и, с учетом дефицитности рассматриваемой сети, к узлу 2 для передачи мощности в распределительную сеть из базисного узла по линии 2–7.

В варианте 2 (рис. 8.17) развития системообразующей сети предусмотрено присоединение района распределительной сети к узлу 5. При этом снижается суммарная протяженность новых линий, так как длина линии 5–7 существенно короче, чем у линии 2–7.

В варианте 3 (рис. 8.18) развития системообразующей сети предусмотрено сооружение дополнительной линии 11–5 для обеспечения передачи мощности от ГРЭС и к узлам 5 и 7 по кратчайшему пути.

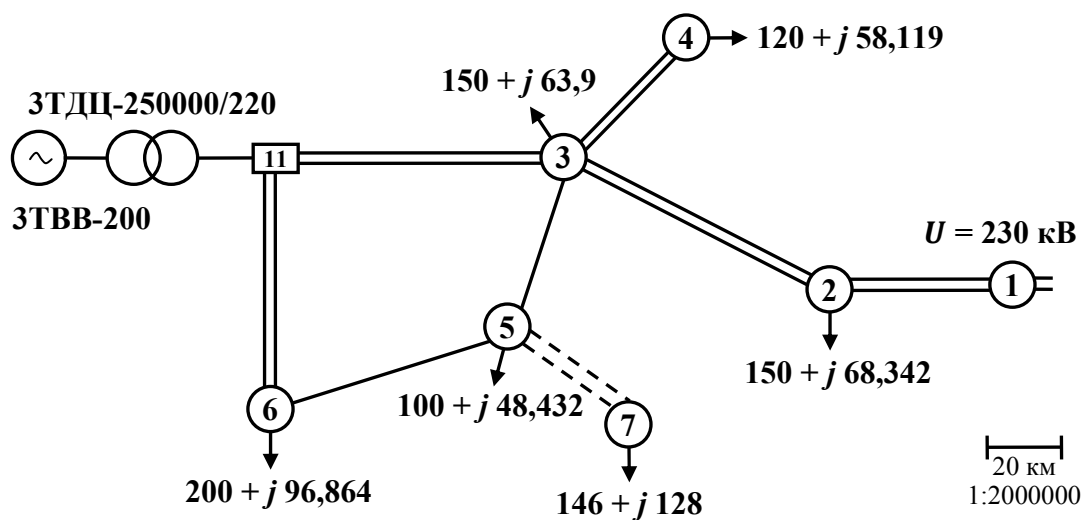


Рис. 8.17. Вариант 2 развития системообразующей сети

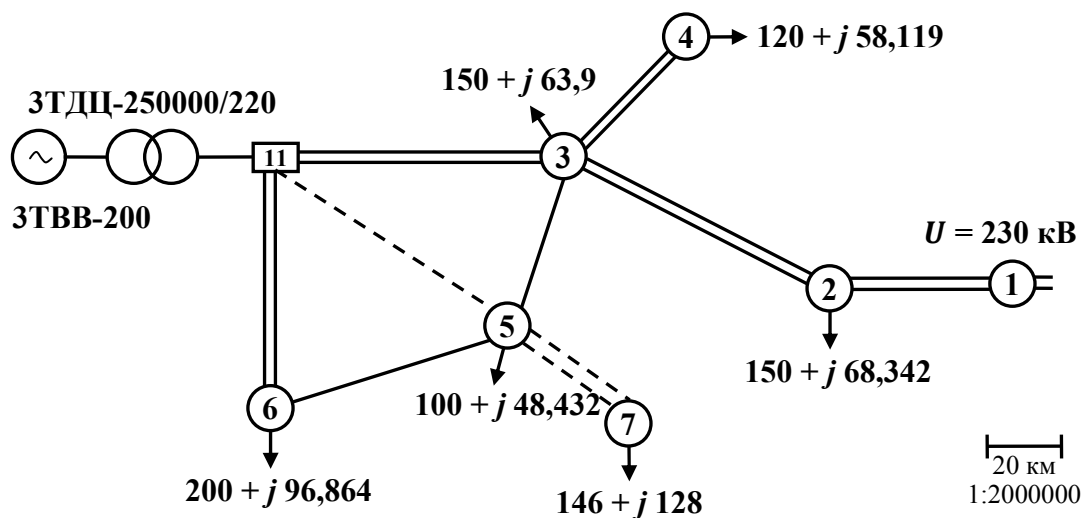


Рис. 8.18. Вариант 3 развития системообразующей сети

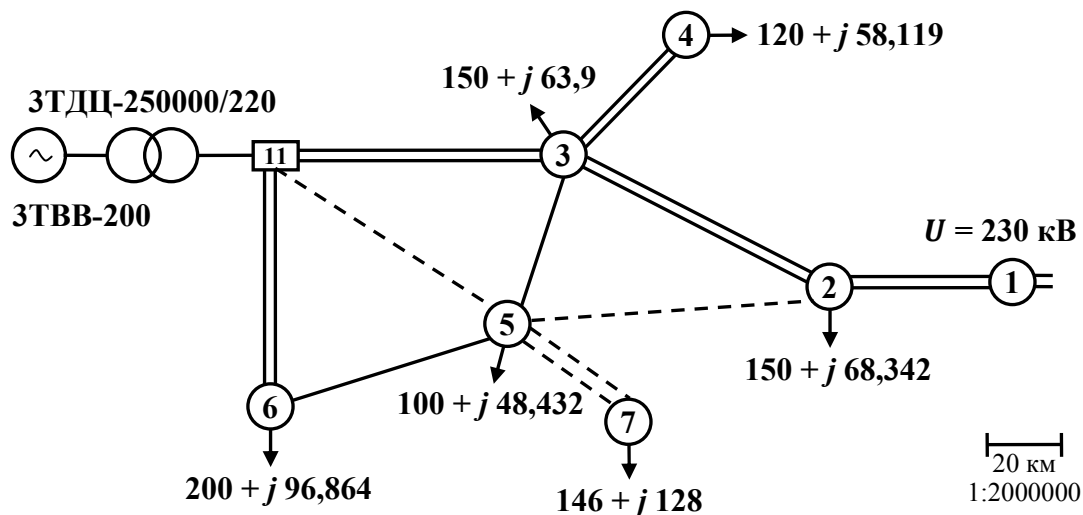


Рис. 8.19. Вариант 4 развития системообразующей сети

В варианте 4 (рис. 8.19) предусмотрено присоединение района распределительной сети к узлу 5 для обеспечения передачи мощности от ГРЭС с облегчением работы линии 2—3.

Как видно из баланса мощностей, в максимальном режиме (табл. 8.21), во всех вариантах потребуется усиление линии 1—2, так как при отключении одной из линий поток активной мощности по второй составит более 300 МВт, что превышает допустимый длительный поток для провода АС-400 [2, табл. 1.3.16].

Кроме того, может возникнуть необходимость усиления линии 2—3 в вариантах развития сети 2 и 3.

8.3.3. Выбор и проверка сечений линий электропередачи системообразующей сети

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи 220 кВ производится по экономической плотности тока, для зоны Урала ($T_{\max} = 4500$ ч) с использованием железобетонных опор. Согласно табл. 8.6 нормированное значение экономической плотности тока составляет $j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм².

Для получения расчетных токов проектируемых линий (8.1) на основе расчетного комплекса RASTR выполняется определение максимальных токов, протекающих по существующим и проектируемым линиям.

При использовании расчетного комплекса RASTR необходимо предварительно задать параметры схемы замещения всех линий, включая проектируемые, сечения которых неизвестны. Наиболее логично первоначально на всех новых линиях указать параметры максимального сечения на данном классе напряжения сети (для линий 220 кВ — сечения АС-400). После определения токораспределения в максимальном (для дефицитной сети) и в минимальном режиме следует оценить число параллельных существующих линий на каждом участке по допустимому току из условий наиболее тяжелых послеаварийных режимов для каждой из линий и произвести необходимые усиления линий. Затем следует определить расчетные токи в проектируемых линиях, уточнить сечения новых проектируемых линий по экономической плотности тока и выполнить проверку сечений линий по допустимому току из условий наиболее тяжелых послеаварийных режимов.

После уточнения и проверки сечений линий электропередачи необходимо выполнить расчет нормальных максимальных режимов сети по каждому варианту для определения потерь мощности с сети.

Выбор и проверка сечений (вариант 1)

Выбор и проверка сечений системообразующей сети по варианту 1 приведены в табл. 8.22. В столбце токов для проектируемых линий указаны расчетные токи.

Результатирующая схема системообразующей сети по варианту 1 приведена на рис. 8.20. Потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок составляют 22,198 МВт.

Выбор и проверка сечений системообразующей сети по варианту 2 приведены в табл. 8.23. Снижение сечения по проектируемой линии 5—7 по сравнению с заданным первоначально сечением АС-400 не выполнено в связи с большим током послеаварийного режима. При отключении одной из параллельных линий ток по оставшейся линии составляет 663 А, то есть превышает допустимый ток сечения АС-240 и близок к допустимому току сечения АС-300.

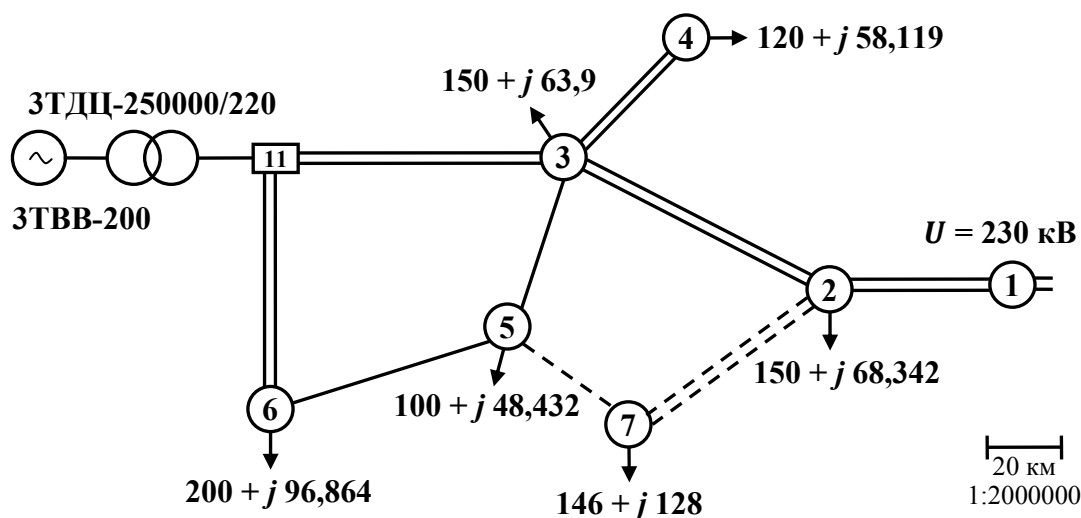


Рис. 8.20. Результирующая схема сети (вариант 1)

Таблица 8.22

Выбор и проверка сечений линий системообразующей сети (вариант 1)

№	Линия, тип опор	L , км	I , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк2}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{п/а}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, сущест.	47	944	2	472	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	989	825	Усилить
1a	1–2, сущест.	47	951	3	317	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	472	825	3АС–400
2	2–3, сущест.	77,5	200	2	100	–	АС–400	Обрыв 2–7	Режим не сошелся		Усилить 2–7
2a	2–3, сущест.	77,5	134	2	67	–	АС–400	Обрыв 2–7	222	825	2АС–400
3	2–7, проект.	65	454	2	227	206,4	АС–400	Обрыв 1 цепи	378	825	Снизить сечение
3a	2–7, проект.	65	450	2	225	204,5	АС–240	Обрыв 1 цепи	371	605	2АС–240
4	3–4, сущест.	43	356	2	178	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	362	825	2АС–400
5	3–5, сущест.	50	161	1	161	–	АС–400	Обрыв 3–5	293	825	АС–400
6	3–11, сущест.	79	788	2	394	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	637	825	2АС–400
7	5–6, сущест.	67,5	192	1	192	–	АС–400	Обрыв 3–11	330	825	АС–400
8	5–7, проект.	40	74	1	74	67,3	АС–400	Обрыв 2–7	173	825	Снизить сечение
8a	5–7, проект.	40	73	1	73	66,4	АС–240	Обрыв 2–7	171	605	АС–240
9	6–11, сущест.	67,5	752	2	376	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	647	825	2АС–400

Выбор и проверка сечений (вариант 2)

Результирующая схема сети по варианту 2 приведена на рис. 8.21. Потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок составляют 26,537 МВт.

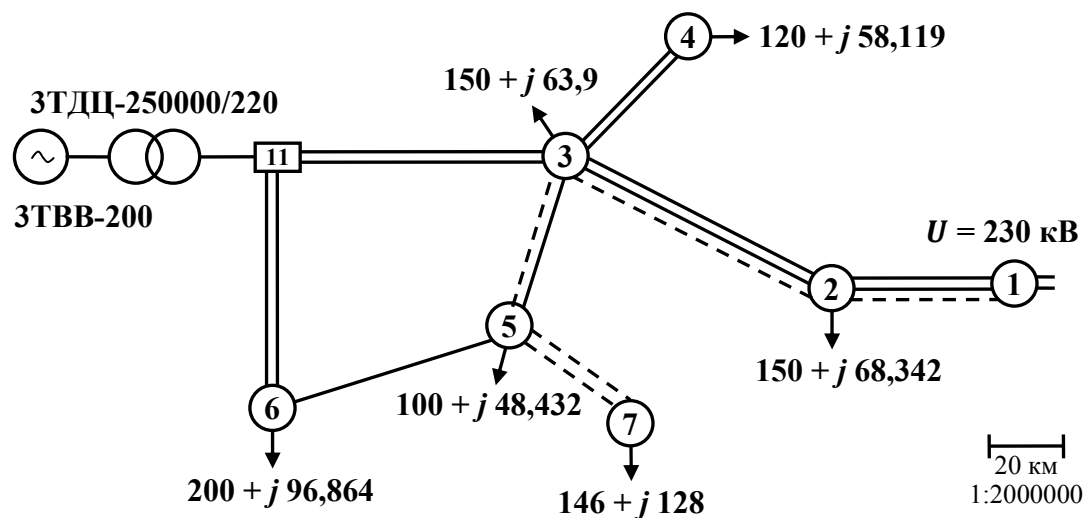


Рис. 8.21. Результирующая схема сети (вариант 2)

Таблица 8.23

Выбор и проверка сечений линий системообразующей сети (вариант 2)

№	Линия, тип опор	L , км	I , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк2}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{п/а}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, сущест.	47	–	3	–	–	АС–400	Режим не сошелся			Усилить 2–3
1 а	1–2, сущест.	47	1023	3	341	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	Режим не сошелся		Усилить 3–5
1 б	1–2, сущест.	47	933	3	311	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	491	825	3АС–400
2	2–3, сущест.	77,5	543	3	181	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	306	825	2АС–400
3	3–4, сущест.	43	356	2	178	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	370	825	2АС–400
4	3–5, сущест.	50	594	2	297	–	АС–400	Обрыв 3–5	590	825	АС–400
5	3–11, сущест.	79	782	2	391	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	621	825	2АС–400
6	5–6, сущест.	67,5	252	1	252	–	АС–400	Обрыв 3–11	395	825	АС–400
7	5–7, проект.	40	566	2	283	257,3	АС–400	Обрыв 1 цепи	663	825	2АС–400
8	6–11, сущест.	67,5	824	2	412	374,6	АС–400	Обрыв 1 цепи	716	825	2АС–400

Выбор и проверка сечений (вариант 3)

Результирующая схема сети по варианту 3 приведена на рис. 8.22. Выбор и проверка сечений системообразующей сети приведены в табл. 8.24.

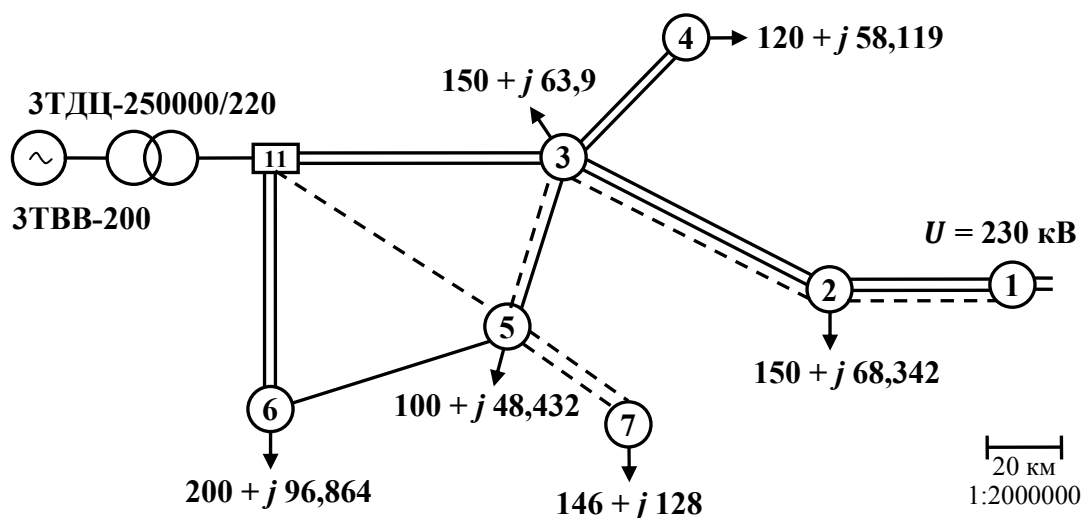


Рис. 8.22. Результирующая схема сети (вариант 3)

Таблица 8.24

Выбор и проверка сечений линий системообразующей сети (вариант 3)

№	Линия, тип опор	L , км	I , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк2}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{п/а}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, существ.	47	891	3	297	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	466	825	3АС–400
2	2–3, существ.	77,5	501	3	167	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	276	825	2АС–400
3	3–4, существ.	43	358	2	179	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	366	825	2АС–400
4	3–5, существ.	50	279	1	279	–	АС–400	Обрыв 5–11	586	825	АС–400
5	3–11, существ.	79	510	2	255	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	391	825	2АС–400
6	5–6, существ.	67,5	132	1	132	–	АС–400	Обрыв 5–11	348	825	2АС–400
7	5–7, проек.	40	562	2	281	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	638	825	АС–400
8	5–11, проек.	80	410	1	410	372,7	АС–400	Обрыв 3–5	Режим не сходится		Усилить 3–5
8а	5–11, проек.	80	370	1	370	336,4	АС–400	Обрыв 5–6	422	825	АС–400
9	6–11, существ.	67,5	666	2	333	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	557	825	2АС–400

Потери мощности в максимальном режиме по варианту равны 20,869 МВт.

Выбор и проверка сечений (вариант 4)

Результирующая схема сети по варианту 4 приведена на рис. 8.23. Выбор и проверка сечений системообразующей сети по варианту 4 приведены в табл. 8.25. Потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок составляют 20,528 МВт.

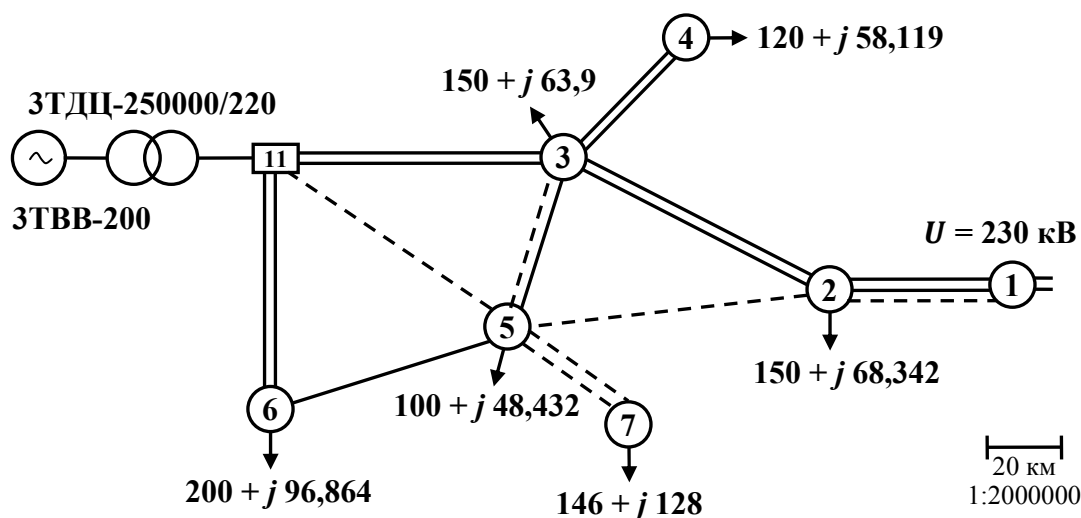


Рис. 8.23. Результирующая схема сети (вариант 4)

Таблица 8.25

Выбор и проверка сечений линий системообразующей сети (вариант 4)

№	Линия, тип опор	L , км	I , А	n	$I_{ц}$, А	$F_{эк2}$, мм ²	Сечение	Вид аварии	$I_{п/а}$, А	$I_{доп}$, А	Решение
1	1–2, сущест.	47	870	3	290	–	АС–400	Откл. блока	507	825	3АС–400
2	2–3, сущест.	77,5	284	2	142	–	АС–400	Откл. блока	350	825	2АС–400
3	2–5, проек.	86	201	1	201	182,7	АС–400	Откл. блока	427	825	АС–240
4	3–4, сущест.	43	354	2	177	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	361	825	2АС–400
5	3–5, сущест.	50	134	1	134	–	АС–400	Обрыв 2–5	304	825	АС–400
6	3–11, сущест.	79	578	2	289	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	432	825	2АС–400
7	5–6, сущест.	67,5	95	1	95	–	АС–400	Обрыв 5–11	246	825	АС–400
8	5–7, проек.	40	538	2	269	244,6	АС–400	Обрыв 1 цепи	627	825	2АС–400
9	5–11, проек.	80	359	1	359	326,4	АС–400	Обрыв 3–11	434	825	АС–400
10	6–11, сущест.	67,5	656	2	328	–	АС–400	Обрыв 1 цепи	547	825	2АС–400

8.3.4. Техничко-экономическое сопоставление вариантов системообразующей сети

При сопоставлении вариантов системообразующей сети предполагается, что капитальные вложения вкладываются единовременно, а ежегодные эксплуатационные расходы являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети. Указанное допущение можно принять в связи с небольшим объемом сооружения дополнительных линий и практически оди-

наковым объемом сооружения и реконструкции подстанций 220 кВ. Экономическим критерием проектирования являются *статические приведенные затраты* [3].

Одной из составляющих приведенных затрат являются капитальные вложения в линии, их определение по вариантам развития системообразующей сети показано в табл. 8.26.

Таблица 8.26

Капитальные вложения в линии

№	Линия, тип ЛЭП, тип опор	L, км	n	Сечение	C _{уд} , тыс.руб./км	Коэффициент приведения к современным ценам	Капитальные вложения K, млн.руб.
Вариант 1							
1	1–2, существ., ж/б	47	1	АС–400	19,4	68,8	62,73
2	2–7, проект., ж/б	65	2	АС–240	16,4	68,8	146,68
3	5–7, проект., ж/б	40	1	АС–240	16,4	68,8	45,13
Капитальные вложения в линии по варианту 1							254,55
Вариант 2							
1	1–2, существ., ж/б	47	1	АС–400	19,4	68,8	62,73
2	2–3, существ., ж/б	77,5	1	АС–400	19,4	68,8	103,44
3	3–5, существ., ж/б	50	1	АС–400	19,4	68,8	66,74
4	5–7, проект., ж/б	40	2	АС–400	19,4	68,8	106,78
Капитальные вложения в линии по варианту 2							339,69
Вариант 3							
1	1–2, существ., ж/б	47	1	АС–400	19,4	68,8	62,73
2	2–3, существ., ж/б	77,5	1	АС–400	19,4	68,8	103,44
3	3–5,существ., ж/б	50	1	АС–400	19,4	68,8	66,74
4	5–7, проект., ж/б	40	2	АС–400	19,4	68,8	106,78
5	5–11, проект., ж/б	80	1	АС–400	19,4	68,8	106,78
Капитальные вложения в линии по варианту 3							446,46
Вариант 4							
1	1–2, существ., ж/б	47	1	АС–400	19,4	68,8	62,73
2	2–5, проект., ж/б	86	1	АС–240	16,4	68,8	97,04
3	5–7, проект., ж/б	40	2	АС–400	19,4	68,8	106,78
4	5–11, проект., ж/б	80	1	АС–400	19,4	68,8	106,78
Капитальные вложения в линии по варианту 4							373,33

При технико-экономическом сопоставлении вариантов развития системообразующей сети капитальные вложения в подстанции определяются без учета

стоимости силовых трансформаторов, так как они одинаковы во всех вариантах. Для расчета капитальных вложений в подстанции необходимо выполнить анализ схем распределительных устройств высшего напряжения подстанций системообразующей сети и определить разницу в числе ячеек высоковольтных выключателей. Анализ схем распределительных устройств 220 кВ подстанций для варианта 1 развития системообразующей сети приведен в табл. 8.27. Анализ схем распределительных устройств 220 кВ других подстанций выполнен аналогично. Вычисление разницы в числе высоковольтных выключателей РУВН подстанций по вариантам схем развития системообразующей сети и полные капиталовложения в подстанции показано в табл. 8.28.

Таблица 8.27

Выбор схем РУВН подстанций (вариант 1)

Номер узла	Число присоединений		Схема РУВН 220 кВ	Число ячеек выключателей 220 кВ
	линий	трансформаторов		
1	3	—		3
2	7	2	Две системы шин с обходной системой шин	11
3	7	2	Две системы шин с обходной системой шин	11
4	2	2	Мостик с автоматической перемычкой	3
5	3	2	Две системы шин с обходной системой шин	7
6	3	2	Две системы шин с обходной системой шин	7
7	3	2	Две системы шин с обходной системой шин	7
11	4	—		4
Итого по варианту 1				53

Таблица 8.28

Определение капитальных вложений в подстанции

Вариант сети	1	2	3	4
Число ячеек выключателей 220 кВ	53	52	54	52
Число ячеек для учета при экономическом сопоставлении вариантов сети	1	0	2	0
Стоимость ячейки выключателя, тыс.руб.	115	115	115	115
Коэффициент приведения к современным ценам	68,8	68,8	68,8	68,8
Капитальные вложения в подстанции, млн.руб.	7,91	0,00	15,82	0,00

Результаты технико-экономического сопоставления вариантов развития системообразующей сети приведены в табл. 8.29.

**Технико-экономическое сопоставление вариантов
развития системообразующей сети**

Номер варианта	К _л	К _п	К _Σ	ИДЭ	З	З, отн.ед.
	млн.руб.					
1	254,55	7,91	262,46	76,88	137,25	1,000
2	339,69	0,00	339,69	91,91	169,36	1,234
3	446,46	15,82	462,28	72,28	178,72	1,302
4	373,33	0,00	373,33	71,10	156,22	1,138

Анализ результатов технико-экономического сопоставления вариантов развития системообразующей электрической сети показывает, что наиболее экономичным является 1-й вариант развития сети. Этот вариант рекомендуется для дальнейшего рассмотрения по критерию качества электроэнергии.

8.4. Анализ установившихся режимов и регулирование параметров качества электроэнергии

8.4.1. Общие положения

Расчеты установившихся режимов совместно системообразующей и распределительной электрической сети выполняется с целью выявления уровней напряжения в сети и на шинах потребителей, анализа их допустимости и выбора, при необходимости, средств регулирования напряжения с целью ввода режима в допустимую область по уровням напряжений.

Расчеты установившихся режимов следует выполнять с использованием современных программных комплексов.

Основными этапами расчета и анализа режимов являются:

- составление схем замещения и расчет их параметров для наиболее экономичных вариантов сети;
- расчет нормальных и послеаварийных установившихся режимов;
- анализ уровней напряжений в узлах сети и выбор средств регулирования напряжений в узлах сети на шинах потребителей;
- результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов наносятся на схему сети с указанием всех параметров установившихся режимов (векторов напряжений узлов сети, потоков мощностей в начале и конце каждого участка сети, потерь мощности на каждом участке сети и генерации линий электропередачи).

В соответствии с ГОСТ 13109–97 напряжения на шинах потребителей в нормальных режимах должны находиться в интервале от $0,95 U_{\text{ном}}$ до $1,05 U_{\text{ном}}$, а в послеаварийных режимах в интервале от $0,90 U_{\text{ном}}$ до $1,10 U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение потребителей.

Потребители электроэнергии могут находиться непосредственно на шинах низшего напряжения подстанций или быть удалены от них, поэтому на шинах

низшего напряжения подстанций должны быть заданы требуемые напряжения ($U_{\text{треб}}$) с учетом компенсации падения напряжения от шин подстанций до шин потребителей. В таком случае на шинах низшего напряжения подстанций напряжения в нормальных режимах должны находиться в интервале от $0,95 U_{\text{треб}}$ до $1,05 U_{\text{треб}}$, а в послеаварийных в интервале от $0,90 U_{\text{треб}}$ до $1,10 U_{\text{треб}}$.

При анализе уровней напряжений на шинах низшего напряжения подстанций могут возникать различные ситуации.

1. Напряжения на шинах подстанции находятся в допустимой зоне, но их значения не равны требуемым. В этом случае для обеспечения более экономичной работы потребителей следует выбрать рациональные регулировочные ответвления понижающих трансформаторов, обеспечивающие на шинах низшего напряжения подстанции уровни напряжений по возможности наиболее близкие к требуемым.

2. Напряжения на шинах подстанции лежат вне допустимой зоны. В этой ситуации необходимо первоначально использовать имеющиеся средства централизованного, затем местного регулирования напряжений. Если при этом не удастся обеспечить требования ГОСТ 13109 на качество электроэнергии, то необходимо выбрать и установить дополнительные средства регулирования напряжений.

8.4.2. Анализ параметров качества электроэнергии

Проверку качества электроэнергии на шинах потребителей предпочтительнее начинать с выявления видов длительных установившихся режимов, в которых следует ожидать наибольшее понижение напряжений на шинах потребителей. В рассматриваемой сети таким режимом, очевидно, будет режим отключения одного из автотрансформаторов связи системообразующей и распределительной сетей. Для оценки параметров качества электроэнергии выполнен расчет установившегося режима отключения одного из автотрансформаторов связи с использованием программного комплекса RASTR. Результаты расчета уровней напряжений на шинах потребителей до и после централизованного регулирования напряжения приведены в табл. 8.30. Здесь в качестве централизованного регулирования напряжения применяется регулирование с помощью РПН автотрансформатора связи системообразующей и распределительной сетей.

Как видно из табл. 8.30, при отключении одного из автотрансформаторов связи на шинах низшего напряжения оставшегося в работе автотрансформатора не соблюдаются требования ГОСТ 13109 на качество электроэнергии. Напряжение в узле 711 в послеаварийном режиме понижается более чем на 10 %, отклонение от номинального напряжения составляет 12,8 %, что недопустимо. Поэтому необходимо выбрать и установить дополнительные средства регулирования напряжений. В качестве таковых можно рассматривать установку в узле 711 батареи статических конденсаторов или линейного регулятора. Учитывая дефицит реактивной мощности в распределительной сети, принято решение об установке в узле 711 батареи статических конденсаторов.

Таблица 8.30

Напряжения на шинах потребителей после централизованного регулирования напряжения (отключение автотрансформатора связи)

Узел	721	731	741	751	761	711
Требуемое напряжение	10,3	10,2	10,3	10	10,1	10,5
Напряжение до регулирования	8,47	8,67	8,09	8,21	7,87	8,97
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого, %	-17,8	-15,0	-21,5	-17,9	-22,1	-14,6
Централизованное регулирование (РПН автотрансформатора в узле 7, $n = +6$)	9,83	10,14	9,52	9,61	9,34	9,16
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого после централизованного регулирования, %	-4,6	-0,6	-7,6	-3,9	-7,5	-12,8

Выбор мощности батареи статических конденсаторов выполнен с использованием программного комплекса RASTR. При выборе мощности батареи статических конденсаторов следует определить минимальную мощность батареи, обеспечивающую соблюдения требований ГОСТ 13109 на качество электроэнергии. Такой подход позволит установить необходимую батарею статических конденсаторов при наименьших капитальных вложениях.

Для выбора минимально возможной мощности батареи статических конденсаторов с использованием комплекса RASTR в узле установки батареи следует зафиксировать модуль минимально допустимого напряжения для наиболее тяжелого послеаварийного режима и задать широкие диапазоны варьирования генерации реактивной мощности в узле. Тогда после расчета установившегося режима в узле будет определена минимальная генерация реактивной мощности.

Для выбора минимально возможной мощности батареи статических конденсаторов в узле 711 зафиксирован модуль минимально допустимого напряжения для послеаварийного режима ($0,90 U_{\text{треб}} = 9,45 \text{ кВ}$) и задан широкий диапазон генерации реактивной мощности. После расчета установившегося режима определена минимальная мощность батареи статических конденсаторов, $Q_{\min} = 17,6 \text{ Мвар}$.

Для выбора стандартных типа и мощности батареи статических конденсаторов необходимо выполнить пересчет минимальной мощности к номинальному напряжению батареи [4],

$$Q_{U \min} = Q_{\min} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{U_{\min}^2} = 17,6 \left(\frac{10^2}{9,45^2} \right) = 19,71 \text{ Мвар}.$$

Далее принято решение об установке в узле 711 двух батарей статических конденсаторов типа КС2-1,05-125 с номинальной мощностью $Q_{\text{БСК}} = 2 \times 10,5 \text{ Мвар}$

и номинальным напряжением 10 кВ. Общая стоимость батарей в ценах 1990 года составляет 80 тыс. рублей.

При расчетах установившихся режимов батареи статических конденсаторов представляются схемой замещения, состоящей из неизменной емкостной проводимости на землю, которая определяется по формуле [4]:

$$B = Q_{\text{БСК}}/U^2.$$

Величина генерации реактивной мощности батареи статических конденсаторов квадратично зависит от напряжения в точке включения батареи в сеть.

Емкостная проводимость B двух батарей статических конденсаторов типа КС2-1,05-125 с суммарной номинальной мощностью $Q_{\text{БСК}} = 2 \times 10,5$ Мвар, установленных в узле 711, составляет

$$B = 21/10^2 = 0,21 \text{ См} = 210000 \text{ мкСм}.$$

Уровни напряжений на шинах потребителей после установки батареи статических конденсаторов, централизованного и местного регулирования напряжений приведены в табл. 8.31.

Таблица 8.31

Напряжения на шинах потребителей после установки 2×КС2-1,05-125 и регулирования напряжения (отключение автотрансформатора связи)

Узел	721	731	741	751	761	711
Требуемое напряжение	10,3	10,2	10,3	10	10,1	10,5
Установка БСК в узле 711	8,78	9,01	8,42	8,54	8,22	9,58
Централизованное регулирование (РПН автотрансформатора в узле 7, $n = +6$)	10,17	10,50	9,87	9,96	9,71	9,71
Местное регулирование (РПН понижающих трансформаторов)	10,35	10,13	10,23	9,95	10,06	9,71
Регулировочное ответвление	−1	+2	−2	0	−2	−
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого после местного регулирования, %	+0,5	−0,7	−0,7	−0,5	−0,4	−7,5

Результаты расчета установившегося режима совместно для системообразующей и распределительной сетей при отключении автотрансформатора связи с указанием всех требуемых параметров установившегося режима указаны на схеме и приведены на рис. 8.24.

Проверка качества электроэнергии на шинах потребителей в нормальном максимальном режиме выполняется с учетом установленной батареи статических конденсаторов, централизованного, а затем местного регулирования напряжений. Результаты анализа качества электроэнергии приведены в табл. 8.32. Результаты расчета максимального режима совместно для системообразующей и распределительной сетей приведены на рис. 8.25.

Таблица 8.32

Напряжения на шинах потребителей в максимальном режиме

Узел	721	731	741	751	761	711
Требуемое напряжение	10,3	10,2	10,3	10	10,1	10,5
Напряжение до регулирования	9,34	9,61	9,01	9,11	8,82	10,04
Централизованное регулирование (РПН автотрансформатора в узле 7, $n = +5$)	10,49	10,84	10,2	10,29	10,05	10,1
Местное регулирование (РПН понижающих трансформаторов)	10,3	10,28	10,38	10,1	10,05	10,09
Регулировочное отклонение	+1	+3	-1	+1	0	-
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого после местного регулирования, %	0	+0,8	+0,8	1	-0,6	-3,9

При установке батареи статических конденсаторов необходимо выполнять проверку уровней напряжений в режиме минимальных нагрузок. Такая проверка выполнена, напряжение в узле 711 составляет 10,67 кВ, таким образом, отклонение напряжения от требуемого 10,5 кВ не превышает допустимого ГОСТ 13109-97 для нормальных режимов.

Кроме перечисленных выше режимов интерес представляет послеаварийный режим отключения одного из блоков на ГРЭС. Это обусловлено тем, что рассматриваемая часть энергосистемы является дефицитной, в режиме отключения блока на ГРЭС дефицит активной мощности в сети весьма велик и составляет около 500 МВт, для сравнения — мощность оставшихся в работе блоков около 400 МВт.

Для обеспечения транзита мощности из соседней системы (базисный узел) и поддержания номинальных напряжений на шинах работающих блоков необходимо выполнить регулирование напряжения в балансирующем базисном узле 1. Напряжение в узле 1 поднято до 235 кВ, в остальных режимах напряжение базисного узла 230 кВ.

Проверка качества электроэнергии на шинах потребителей в режиме отключения блока выполняется с учетом установленной батареи статических конденсаторов с применением централизованного, а затем местного регулирования напряжений. Результаты анализа качества электроэнергии приведены в табл. 8.33. Результаты расчета максимального режима совместно для системообразующей и распределительной сетей приведены на рис. 8.26.

Таблица 8.33

Напряжения на шинах потребителей в режиме отключения блока на ГРЭС

Узел	721	731	741	751	761	711
Требуемое напряжение	10,3	10,2	10,3	10	10,1	10,5
Регулирование напряжения базы	9,46	9,74	9,13	9,24	8,95	10,15
Централизованное регулирование (РПН автотрансформатора в узле 7, $n = +4$)	10,4	10,74	10,1	10,19	9,94	10,2
Местное регулирование (РПН понижающих трансформаторов)	10,21	10,18	10,28	10	10,12	10,2
Регулировочное ответвление	+1	+3	-1	+1	-1	-
Отклонение напряжения на шинах подстанции от требуемого после местного регулирования, %	-0,9	-0,2	-0,2	0	+0,2	-2,9

Как видно из табл. 8.33 на шинах потребителей в режиме отключения блока на ГРЭС во всех узлах отклонения напряжений не превышают допустимых значений и соблюдаются требования ГОСТ 13109 на качество электроэнергии.

8.5. Окончательное технико-экономическое сопоставление вариантов развития системообразующей сети

Результаты окончательного технико-экономического сопоставления вариантов развития системообразующей сети приведены в табл. 8.34.

Таблица 8.34

Окончательное технико-экономическое сопоставление вариантов развития системообразующей сети

№ варианта	К _Л	К _П	К _Σ	И _{ΔЭ}	З	З, отн. ед.
	млн. руб.					
1	254,55	13,42	267,97	73,80	135,65	1,000
2	339,69	0,00	339,69	91,91	169,36	1,249
3	446,46	15,82	462,28	72,28	178,57	1,316
4	391,07	0,00	391,07	71,10	160,26	1,181

Согласно разделу 8.4, для обеспечения требуемого ГОСТ 13109-97 качества электроэнергии потребовалась установка двух батарей статических конденсаторов типа КС 2-1,05-125 мощностью $Q_{БСК} = 2 \times 10,5$ Мвар и номинальным напряжением 10 кВ на шины низшего напряжения автотрансформатора связи 220/110 кВ.

Установка батарей статических конденсаторов связана с дополнительными капитальными вложениями и приводит к изменению годовых издержек на амор-

тизацию и обслуживание электрической сети и компенсацию потерь электроэнергии в сети. Общая стоимость батарей в ценах 1990 года 80 тыс. руб.

Потери мощности в максимальном режиме при установке двух батарей статических конденсаторов снизились до величины 21,308 МВт. До установки батарей статических конденсаторов потери в первом варианте системообразующей сети составляли 22,198 МВт.

Анализ результатов окончательного технико-экономического сопоставления вариантов развития системообразующей электрической сети показывает, что предварительный выбор наиболее экономичного 1-го варианта развития системообразующей сети не корректируется, более того, вариант 1 становится даже экономически более выгодным по сравнению с другими вариантами.

Таким образом, выбор вариантов развития системообразующей и распределительной электрических сетей завершен. Предпочтение отдано первому варианту развития системообразующей сети и четвертому варианту развития распределительной сети.

Электрическая сеть 220/110 кВ обеспечивает надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергии и является наиболее экономичной из всех рассматриваемых вариантов.

8.6. Задание на курсовой проект

Курсовой проект посвящен проектированию системообразующей и распределительной электрических сетей. Содержание проекта приведено в разделе 8.1, варианты заданий на проектирование распределительной сети приведены в табл. 8.35, исходная схема расположения узлов распределительной сети показана на рис. 8.27.

Задание на проектирование системообразующей сети выдается преподавателем индивидуально для каждого студента.

Дополнительные данные для проектирования

1. Район проектирования сети — Урал.
2. Значения экономических характеристик, используемых при проектировании:
 - коэффициент приведения капитальных вложений к современным ценам, $k = 68,8$;
 - удельная стоимость потерь электроэнергии в сети, $\beta_0 = 1,2$ руб./кВт·ч.
3. Состав потребителей электроэнергии по категориям надежности: потребители узла с наименьшей нагрузкой относятся к III категории по надежности, состав потребителей других узлов по надежности одинаков (I категория — 30 %; II категория — 30 %; III категория — 40 %).
4. Число часов максимальной мощности нагрузок района $T_{\max} = 4500$ ч.
5. Для всех нагрузок $\cos \varphi = 0,9$.
6. Номинальные напряжения потребителей — 10 кВ.
7. Требуемые напряжения на шинах 10 кВ подстанций выбираются проектировщиком по следующим условиям: при мощности нагрузки в макси-

мальном режиме до 15 МВт $U_{\text{треб}} = 10$ кВ; при мощности от 15 до 25 МВт $U_{\text{треб}} = 10,2$ кВ; при мощности от 25 до 35 МВт $U_{\text{треб}} = 10,4$ кВ; при мощности более 35 МВт $U_{\text{треб}} = 10,5$ кВ.

Таблица 8.35

Варианты задания на проектирование распределительной сети

№ вар.	Мощности нагрузок, МВт												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	15	20	20	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	30	35	35	—	10	—	—	—	—	—	—	—	—
3	20	10	45	—	—	10	—	—	—	—	—	—	—
4	25	15	10	—	—	—	—	—	—	—	45	—	—
5	20	15	10	—	—	—	—	—	—	—	—	40	—
6	40	40	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10
7	30	35	—	—	—	—	—	—	—	—	10	25	—
8	30	15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20	20
9	40	15	—	—	—	—	—	—	—	—	40	—	10
10	10	20	45	—	—	—	35	—	—	—	—	—	—
11	15	15	10	—	—	—	—	40	—	—	—	—	—
12	—	—	15	40	20	40	—	—	—	—	—	—	—
13	—	—	40	30	25	—	—	10	—	—	—	—	—
14	—	—	20	10	45	—	—	—	—	—	—	—	—
15	—	—	20	30	—	35	15	—	—	—	—	—	—
16	—	—	40	30	—	35	—	10	—	—	—	—	—
17	—	—	35	25	—	30	—	—	20	—	—	—	—
18	—	—	30	45	—	20	—	—	—	10	—	—	—
19	—	—	20	20	—	40	—	—	—	—	20	—	—
20	—	—	40	45	—	—	—	—	—	—	—	—	10
21	25	—	30	20	20	—	—	—	—	—	—	—	—
22	45	—	15	45	—	10	—	—	—	—	—	—	—
23	45	—	30	30	—	—	10	—	—	—	—	—	—
24	35	—	30	40	—	—	—	15	—	—	—	—	—
25	35	—	40	20	—	—	—	—	—	—	10	—	—
26	20	—	10	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—
27	10	—	40	15	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28	40	30	—	20	10	—	—	—	—	—	—	—	—
29	15	15	—	30	—	45	—	—	—	—	—	—	—
30	25	10	—	30	—	—	40	—	—	—	—	—	—
31	45	25	—	40	—	—	—	15	—	—	—	—	—
32	45	35	—	35	—	—	—	—	10	—	—	—	—
33	30	40	—	15	—	—	—	—	—	25	—	—	—
34	25	15	—	30	—	—	—	—	—	—	30	—	—
35	30	10	—	35	—	—	—	—	—	30	—	20	—
36	30	25	—	10	—	—	—	—	—	—	—	—	45

№ вар.	Мощность нагрузок, МВт												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
37	–	–	–	15	–	25	40	15	–	–	–	–	–
38	–	–	–	25	–	30	40	–	10	–	–	–	–
39	–	–	–	15	–	40	10	–	–	25	–	–	–
40	–	–	–	25	–	10	30	–	–	–	–	35	–
41	–	–	–	30	–	25	15	–	–	–	–	–	15
42	40	30	–	–	–	–	–	–	–	–	40	10	–
43	45	10	–	–	–	–	–	–	–	–	15	20	–
44	15	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	40
45	–	–	15	45	40	10	–	–	–	–	–	–	–
46	–	–	25	15	30	–	40	–	–	–	–	–	–
47	–	–	30	25	20	–	–	20	–	–	–	–	–
48	–	–	35	40	30	–	–	–	15	–	–	–	–
49	–	–	40	15	35	–	–	–	–	20	–	–	–
50	–	–	10	30	25	–	–	–	–	–	25	–	–
51	40	–	–	15	–	15	30	–	–	–	–	–	–
52	30	–	–	25	–	40	–	10	–	–	–	–	–
53	20	–	–	20	–	15	–	–	45	–	–	–	–
54	25	–	–	25	–	10	–	–	–	20	–	–	–
55	20	–	–	15	30	35	–	–	–	–	–	–	–
56	20	10	–	–	–	30	20	15	–	–	–	–	–
57	–	15	–	–	–	40	40	–	10	–	–	–	–
58	–	40	–	–	–	35	15	–	–	15	–	–	–
59	–	45	–	–	–	15	25	–	–	–	–	–	25
60	–	15	–	–	–	40	–	15	15	–	–	–	–
61			30	28	12			22					
62	38			25		15		18					
63	40	32		15									12
64		38									32	28	14
65	32		26	28				14					
66	40	32				20	10						
67		28		32	12			18					
68	40					20		33	16				
69	32			36	16			22					
70	38			22		24		12					
71	42	38		18	10								
72			36	32	12			18					
73	40					22	12	24					
74	38		36	20	15								
75	26			30				18	12				
76	28					18		22		10			
77		22									40	28	10
78	22			38		16							12
79			28	36	22			12					
80	40	22				20	18						

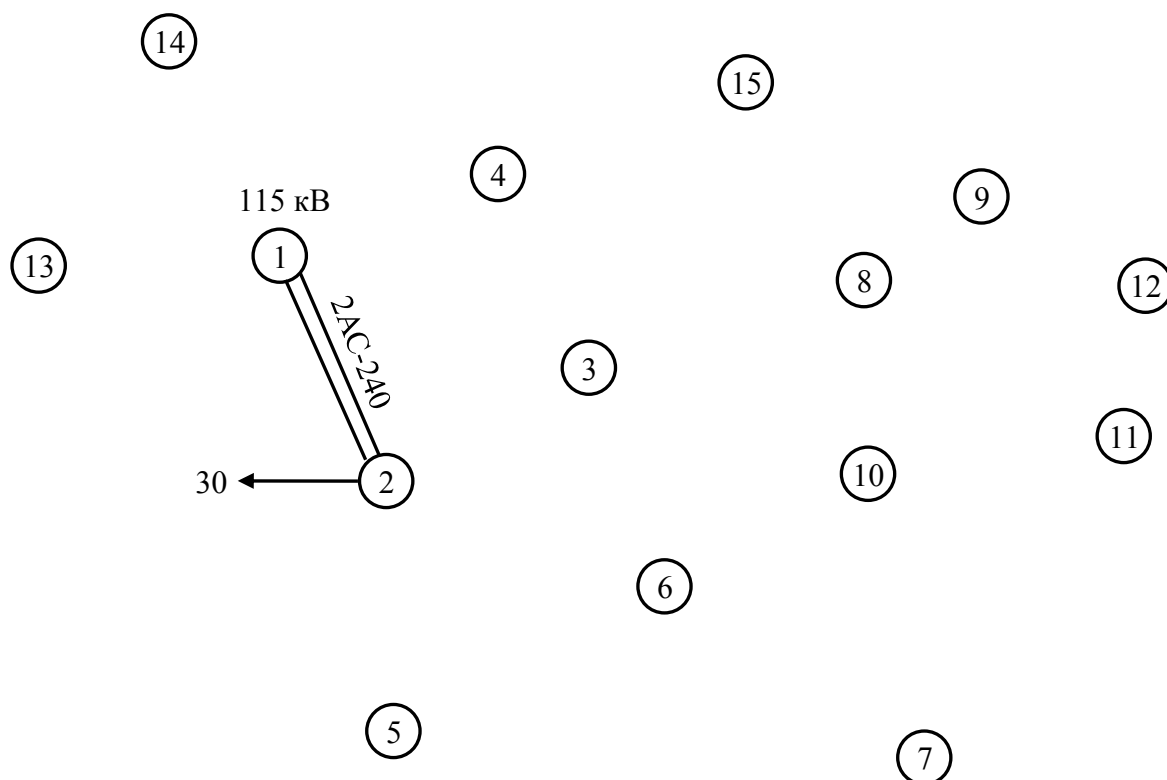


Рис. 8.27. Исходная схема района развития сети (масштаб 1 : 1500000)

8.7. Выбор сечений линий электропередачи напряжением 10 кВ и ниже

При проектировании электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже выбор сечений линий электропередачи выполняется по критериям экономичности и качества электроэнергии.

Выбор сечений линий по экономическому критерию $F_{\text{ЭК}}$ производится с использованием нормативного значения экономической плотности тока $j_{\text{ЭК}}$.

Сечения линий электропередачи по критерию качества $F_{\text{кач}}$ выбираются по условию обеспечения минимально допустимых уровней напряжений на шинах потребителей электроэнергии согласно ГОСТ 13109-97 на качество электроэнергии.

Окончательный выбор сечений линий электропередачи производится по большему из двух расчетных значений сечений $F_{\text{ЭК}}$ и $F_{\text{кач}}$. При этом однозначно выбирается ближайшее большее стандартное сечение $F_{\text{СТ}}$ для рассматриваемого класса номинального напряжения, если $F_{\text{кач}} > F_{\text{ЭК}}$. В противном случае, при $F_{\text{кач}} < F_{\text{ЭК}}$, рассматриваются два ближайших стандартных сечения: $F_{\text{СТ1}} > F_{\text{ЭК}}$ и $F_{\text{СТ2}} > F_{\text{ЭК}}$ (при условии, что $F_{\text{СТ2}} > F_{\text{кач}}$).

Окончательный выбор сечений из двух стандартных $F_{\text{СТ1}}$ и $F_{\text{СТ2}}$ производится на основе технико-экономического расчета по значению приведенных затрат.

Задача 1. Выбрать сечения линий по условиям обеспечения экономичности и качества электроэнергии. Схема проектируемой сети представлена на рис. 8.28. В состав нагрузки входят потребители I, II, III категорий по надежности.

Решение задачи. В связи с тем, что в составе нагрузки есть потребители I категории по надежности, ее питание должно выполняться не менее чем по двум линиям, $n = 2$.

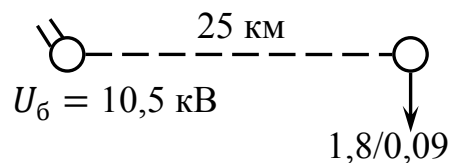


Рис. 8.28. Схема проектируемой сети

Выбор сечения данных ЛЭП выполняется отдельно по критериям экономичности и качества электроэнергии.

1. Выбор сечения по критерию экономичности $F_{\text{эк}}$ выполняется по экономической плотности тока

$$F_{\text{эк}} = \frac{I}{j_{\text{эк}} n},$$

где I — ток по линии, А; $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока, $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{1,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 115,47 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{115,47}{1,1 \cdot 2} = 52,49 \text{ мм}^2.$$

2. Выбор сечения по критерию качества, $F_{\text{кач}}$.

По требованиям ГОСТ 13109-97 на качество электрической энергии максимально допустимое отклонение напряжения в нормальных режимах составляет 5 % от номинального, поэтому $U_{\text{потр min}} = 9,5 \text{ кВ}$. Следовательно, допустимое падение напряжения на проектируемой линии составляет

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_6 - U_{\text{потр min}} = 10,5 - 9,5 = 1 \text{ кВ}.$$

При расчетах $F_{\text{кач}}$ учитывается только продольная составляющая падения напряжения, так как влияние поперечной составляющей незначительно:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{PR_{\text{доп}} + QX}{U_6}.$$

Из данного выражения нужно найти $R_{\text{доп}}$, $R_{\text{доп}} = (\Delta U_{\text{доп}} U_6 - QX)/P$, здесь удельное реактивное сопротивление слабо зависит от сечения, поэтому в качестве X_0 принимается его среднее значение для заданного класса номинального напряжения. Для класса номинального напряжения 10 кВ $X_{0 \text{ ср}} = 0,4$.

Отсюда $X = X_{0 \text{ ср}} \cdot \ell \cdot 1/n = 0,4 \cdot 25 \cdot 1/2 = 5 \text{ Ом}$; $Q = P \tan \varphi = 0,87 \text{ Мвар}$;

$$R_{\text{доп}} = \frac{1 \cdot 10,5 - 0,87 \cdot 5}{1,8} = 3,47 \text{ Ом}.$$

Это эквивалентное сопротивление двух цепей, сопротивление одной цепи:

$$R_{\text{доп цепи}} = R_{\text{доп}} n = 3,47 \cdot 2 = 6,94 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{доп цепи}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \ell}{F_{\text{кач}}} \Rightarrow F_{\text{кач}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \ell}{R_{\text{доп цепи}}};$$

$$\rho_{Al} = 30 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}; \quad \text{отсюда} \quad F_{\text{кач}} = \frac{30 \cdot 25}{6,94} = 108,07 \text{ мм}^2.$$

В результате вычислений получены: $F_{\text{эк}} = 52,49 \text{ мм}^2$; $F_{\text{кач}} = 108,07 \text{ мм}^2$. Из двух сечений выбирается большее, следовательно, $F = F_{\text{кач}} = 108,07 \text{ мм}^2$.

Библиографический список

1. Ананичева С. С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей: учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург: УрФУ, 2011. 82 с.
2. Ананичева С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ С. С. Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 53 с.
3. Ананичева С. С. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей: учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2009. 108 с.
4. Ананичева С. С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2009. 108 с

СОДЕРЖАНИЕ

1.	СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	3
1.1.	Основные положения	3
1.2.	Типовые задачи	6
2.	ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	8
2.1.	Общие положения	8
2.2.	Типовые задачи	10
3.	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	16
3.1.	Общие положения	16
3.2.	Типовые задачи	17
4.	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ	26
4.1.	Общие положения	26
4.2.	Типовые задачи	27
5.	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ	30
5.1.	Общие положения	30
5.2.	Типовые задачи	30
6.	РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	39
6.1.	Общие положения	39
6.2.	Типовые задачи	41
7.	РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ	45
7.1.	Общие положения	45
7.2.	Типовые задачи	46
8.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	53
8.1.	Общие положения	53
8.2.	Проектирование распределительной электрической сети	55
8.2.1.	Выбор экономичного класса номинального напряжения	56
8.2.2.	Выбор числа и мощности понижающих трансформаторов	56
8.2.3.	Определение расчетных токов	58
8.2.4.	Разработка вариантов развития распределительной сети	59
8.2.5.	Выбор сечений линий электропередачи	62
8.2.6.	Выбор схем подстанций	70
8.2.7.	Методика технико-экономического сопоставления вариантов развития сети	73
8.2.8.	Экономическое сопоставление схем питания потребителей I II категории по надежности	75
8.2.9.	Технико-экономическое сопоставление вариантов развития распределительной сети	80
8.2.10.	Выбор автотрансформатора связи	84
8.3.	Проектирование системообразующей сети	85
8.3.1.	Разработка балансов мощностей	85
8.3.2.	Разработка вариантов развития системообразующей сети	87
8.3.3.	Выбор и проверка сечений линий электропередачи системообразующей сети	89
8.3.4.	Технико-экономическое сопоставление вариантов системообразующей сети	93
8.4.	Анализ установившихся режимов и регулирование параметров качества электроэнергии	96
8.4.1.	Общие положения	96
8.4.2.	Анализ параметров качества электроэнергии	97
8.5.	Окончательное технико-экономическое сопоставление вариантов развития системообразующей сети	104
8.6.	Задание на курсовой проект	105
8.7.	Выбор сечений линий электропередачи напряжением 10 кВ и ниже	108
	Библиографический список	110

Учебное издание

Ананичева Светлана Семеновна
Калинкина Маргарита Анатольевна

Практические задачи электрических сетей

Редактор *Н. П. Кубыщенко*
Компьютерная верстка *С.С. Ананичевой*

Подписано в печать
Бумага писчая
Уч.-изд. л. 6,0

Плоская печать
Тираж 300 экз.

Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 6,63
Заказ

Редакционно-издательский отдел УрФУ
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19
Ризография НИЧ УрФУ
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19