



Уральский
федеральный
университет

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Уральский
энергетический
институт

С. С. АНАНИЧЕВА
С. Н. ШЕЛЮГ

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ В ПРИМЕРАХ И ЗАДАЧАХ

Учебное пособие



УДК 621.311(076.1)

ББК 31.2я73

А64

Рецензенты: институт электроэнергетики, электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета (завкафедрой д-р техн. наук, проф., академик АЭН РФ, член IEEE Ю. Г. Кононов); канд. техн. наук, доц. В. Н. Тульский (НИУ «МЭИ»)

Научный редактор – доц., канд. техн. наук Е. Н. Котова

Ананичева, С. С.

А64 Анализ электроэнергетических сетей и систем в примерах и задачах : учебное пособие / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 176 с.
ISBN 978-5-7996-1784-4

В учебном пособии изложены теоретические положения и рекомендации по решению практических задач в рамках основных разделов дисциплины «Электрические системы и сети». По каждой теме приводятся основные теоретические положения, типовые задачи и излагается методика их решения. Кроме того, приведены задачи для самостоятельного решения.

Библиогр.: 4 назв. Табл. 5. Рис. 91.

УДК 621.311(076.1)
ББК 31.2я73

Учебное издание

Ананичева Светлана Семеновна, **Шелюг** Станислав Николаевич

**Анализ электроэнергетических сетей и систем
в примерах и задачах**

Подписано в печать 15.08.2016. Формат 70×100 1/16. Бумага писчая. Плоская печать.
Усл. печ. л. 14,19. Уч.-изд. л. 9,5. Тираж 300 экз. Заказ 269.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
E-mail: press-urfu@mail.ru

ISBN 978-5-7996-1784-4

© Уральский федеральный университет, 2016

1. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Общие положения

Основными элементами электроэнергетических систем являются источники электроэнергии, повышающие и понижающие трансформаторы, воздушные и кабельные линии электропередачи, потребители электроэнергии.

Все элементы электроэнергетических систем работают взаимосвязано, 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].

Ниже 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 схемой замещения в однолинейном виде с сосредоточенными параметрами П-образного вида (рис. 1.1).

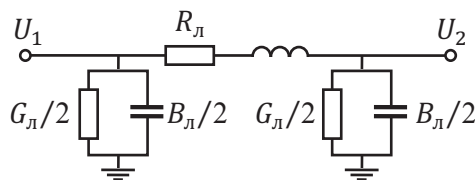


Рис. 1.1. Схема замещения линии электропередачи

Полное продольное сопротивление схемы замещения

$$Z = R + jX.$$

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:

$$R = \frac{R_0 \ell}{n},$$

$$X = \frac{X_0 \ell}{n},$$

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

$$X_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3} + \frac{0,0157}{m},$$

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

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

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

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

Полные (активная и емкостная) проводимости (шунты узлов 1 и 2) схемы замещения имеют вид

$$Y_1 = Y_2 = \frac{G}{2} + j \frac{B}{2}.$$

В справочной литературе [2] приводятся удельные (на 1 км длины ВЛ) потери активной мощности на корону ($\Delta P_{\text{к.о}}$) и удельные потери ($\Delta P_{\text{ут.о}}$), обусловленные токами утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи, для разных погодных условий. Если нет данных о погодных условиях, в которых работает ЛЭП, то используются средние значения этих величин:

$$\Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m}; \quad (1.1)$$

$$\Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m}. \quad (1.2)$$

По средним параметрам (1.1) и (1.2) определяется удельная активная проводимость ВЛ, См/км,

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{к.о}} + \Delta P_{\text{ут.о}}}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Для кабельных линий

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{из.о}}}{U_{\text{ном}}^2}$$

где $\Delta P_{\text{из.о}}$ – удельные (на 1 км длины КЛ) потери активной мощности в изоляции кабеля.

Эквивалентная активная проводимость n параллельных линий длиной ℓ определяется по формуле

$$G = G_0 \ell n.$$

Емкостная проводимость линии определяется токами смещения за счет электростатического поля линии (между фазами и по отношению к земле). Величина удельной емкостной проводимости, См/км,

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

а эквивалентная емкостная проводимость

$$B = B_0 \ell n.$$

Трехфазный или однофазный силовые трансформаторы при расчетах установившихся режимов обычно представляются однолинейной схемой замещения Г-образного вида. На рис. 1.2 приведена схема замещения двухобмоточного трансформатора.

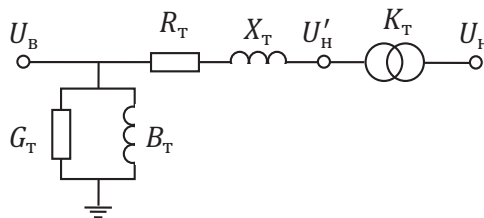


Рис. 1.2. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Активное сопротивление трансформатора определяется через каталожные параметры, Ом,

$$R = \frac{\Delta P_{\text{к.з}} U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

где $\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери активной мощности в трех фазах трансформатора в режиме короткого замыкания; $U_{\text{ВН}}$ – номинальное линейное (обычно высшее) напряжение обмотки, к которой приводится сопротивление; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная трехфазная мощность трансформатора.

Реактивное сопротивление трансформатора, Ом, определяется по каталожным параметрам

$$X = \frac{u_{\text{к.з}} U_{\text{ВН}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}$$

где $u_{\text{к.з}}$ – напряжение короткого замыкания в процентах от высшего номинального линейного напряжения.

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

$$G = \Delta P_{\text{х.х}} / U_{\text{ВН}}^2,$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ – потери активной мощности в трех фазах трансформатора в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость трансформатора, См, обусловлена потерями на намагничивание и определяется так:

$$B = \sqrt{3} i_{\text{х.х}} / U_{\text{ВН}},$$

где $i_{\text{х.х}}$ – 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.

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.

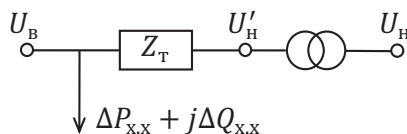


Рис. 1.3. Схема замещения двухобмоточного трансформатора с постоянными потерями в стали

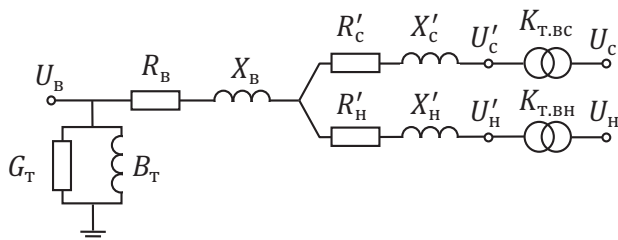


Рис. 1.4. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

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

$$R'_i = R_i (U_{вн}/U_{ин})^2, \quad X'_i = X_i (U_{вн}/U_{ин})^2,$$

где i – обмотка низшего (н) напряжения, среднего (с) напряжения.

Активные и индуктивные сопротивления обмоток:

$$R_i = \frac{\Delta P_{i,к.з.} U_{вн}^2}{S_{ном}^2},$$

$$X'_i = \frac{i_{i,x,x} U_{вн}^2}{100 S_{ном}},$$

где $i_{i,x,x}$ – ток холостого хода, %, обмотки i трансформатора.

Схема замещения автотрансформатора не отличается от схемы замещения трехобмоточного трансформатора.

Типовые задачи

Задача 1. Составить схему замещения электрической сети, показанной на 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; ЛЭП3 длиной 10 км выполнена кабелем марки 5×АпвП-120 (алюминиевые жилы сечением 120 мм² с изоляцией из вулканизированного самозатухающего полиэтилена в броне из

оцинкованных проволок), номинальное напряжение 10 кВ; Т1 – автотрансформатор 3АТДЦТН-240000/330/220; мощности нагрузок $P_4 = 400$ МВт, $P_5 = 15$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

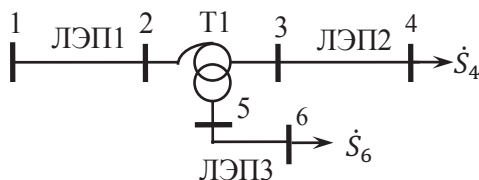


Рис. 1.5. Исходная схема сети

Решение задачи. При расчете параметров схемы замещения сети используются удельные показатели линий [2, с. 12–31]. Параметры схемы замещения воздушных линий электропередачи определяются по соотношениям, приведенным в этой подглаве:

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

где

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{к.о}} + \Delta P_{\text{ут.о}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad \text{Здесь} \quad \Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m}; \quad \Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m}.$$

Параметры ЛЭП 1 – 2АС-300×2:

$$R_0 = 0,048 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,328 \text{ Ом/км}, \quad B_0 = 3,14 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\Delta P_{i \text{ к.о}} = (1,0; 3,5; 12,6) \text{ кВт/км}; \quad \Delta P_{\text{ут.о}} = (0,103; 0,953; 1,587) \text{ кВт/км}.$$

В таком случае $R_{\text{л1}} = 0,048 \cdot 160/2 = 3,84 \text{ Ом}; \quad X_{\text{л1}} = 0,328 \cdot 160/2 = 26,24 \text{ Ом};$

$$B_{\text{л1}} = 3,41 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 2 = 10,9 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m} = \frac{1,0 + 3,5 + 12,6}{3} = 5,7 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m} = \frac{0,103 + 0,953 + 1,587}{3} = 0,88 \text{ кВт/км};$$

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{к.о}} + \Delta P_{\text{ут.о}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{(5,7 + 0,88) \cdot 10^3}{330^2 \cdot 10^6} = 0,06 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$G_{\text{л1}} = 0,06 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 2 = 0,19 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Z_{л1} = 3,84 + j26,24 \text{ (Ом)};$$

$$Y_{л1} = (0,19 + j10,9) \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_1 = Y_2 = Y_{л1}/2 = (0,095 + j5,45) \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Параметры ЛЭП2 – 4АС-300:

$$R_0 = 0,098 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,429 \text{ Ом/км}, B_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\Delta P_{iк.о} = (0,51; 1,48; 6,02) \text{ кВт/км}, \Delta P_{yт.о} = (0,069; 0,637; 1,061) \text{ кВт/км}.$$

$$\text{В таком случае } R_{л2} = 0,098 \cdot 90/4 = 2,21 \text{ Ом}; X_{л2} = 0,429 \cdot 90/4 = 9,65 \text{ Ом};$$

$$B_{л2} = 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 90 \cdot 4 = 9,50 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\Delta P_{к.о} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{iк.о}}{m} = \frac{0,51 + 1,48 + 6,02}{3} = 2,67 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{yт.о} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{iyт.о}}{m} = \frac{0,069 + 0,637 + 1,061}{3} = 0,59 \text{ кВт/км};$$

$$G_0 = \frac{\Delta P_{к.о} + \Delta P_{yт.о}}{U_{ном}^2} = \frac{(5,67 + 0,59) \cdot 10^3}{220^2 \cdot 10^6} = 0,13 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$G_{л2} = 0,13 \cdot 10^{-6} \cdot 90 \cdot 4 = 0,47 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Z_{л2} = (2,21 + j9,65) \text{ Ом};$$

$$Y_{л2} = (0,47 + j9,5) \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_3 = Y_4 = Y_{л2}/2 = (0,235 + j4,75) \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Параметры ЛЭП3 – 5 кабелей типа АПВП:

$$R_0 = 0,258 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,081 \text{ Ом/км}, B_0 = 1,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$R_{л3} = 0,258 \cdot 10/5 = 0,516 \text{ Ом}; X_{л3} = 0,081 \cdot 10/5 = 0,162 \text{ Ом};$$

$$B_{л3} = 1,69 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 5 = 8,46 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Z_{л3} = (0,258 + j0,162) \text{ Ом}; Y_{л0} = j8,46 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_5 = Y_6 = Y_{л3}/2 = j4,23 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Параметры автотрансформатора 3АТДЦТН-240000/330/220 определены на основе [2, с. 44]: $U_{вн} = 330 \text{ кВ}$; $U_{сн} = 242 \text{ кВ}$; $U_{нн} = 11 \text{ кВ}$; $R_{вн} = 0,4 \text{ Ом}$; $R'_{сн} = 0,4 \text{ Ом}$; $R'_{нн} = 7,3 \text{ Ом}$; $X_{вн} = 39,2 \text{ Ом}$; $X'_{сн} = 0 \text{ Ом}$; $X'_{нн} = 278,4 \text{ Ом}$; $\Delta P_{ххТ} = 130 \text{ кВт}$; $\Delta Q_{ххТ} = 1200 \text{ квар}$. Все параметры автотрансформатора приведены к номинальному напряжению высшей стороны.

Потери в стали трансформаторов можно считать условно постоянными, независимыми от колебаний напряжения на шинах высшего напряжения трансформатора, в этом случае $\Delta \dot{S}_{\text{ст}} = \Delta \dot{S}_{\text{xx}}$. Теперь $\Delta \dot{S}_{\text{xx}} = n(\Delta P_{\text{ххТ}} + j\Delta Q_{\text{ххТ}}) = 3 \cdot (0,13 + j1,2) = (0,39 + j3,6) \text{ МВ} \cdot \text{А};$

$$R'_c = R_B = 0,4 \cdot \frac{1}{3} = 0,13 \text{ Ом}; \quad R'_H = R'_{\text{HH}} \frac{1}{n} = 7,3 \cdot \frac{1}{3} = 2,43 \text{ Ом}; \quad X'_c = 0 \text{ Ом};$$

$$X_B = X_{\text{BH}} \frac{1}{n} = 39,2 \cdot \frac{1}{3} = 13,06 \text{ Ом}; \quad X'_H = X'_{\text{HH}} \frac{1}{n} = 278,4 \cdot \frac{1}{3} = 92,8 \text{ Ом};$$

$$Z_B = (0,13 + j13,1) \text{ Ом}; \quad Z'_c = 0,13 \text{ Ом}; \quad Z'_H = (2,43 + j92,8) \text{ Ом}.$$

Для завершения схемы замещения следует найти реактивные мощности нагрузок, $Q = P \operatorname{tg} \varphi$, по известным активным мощностям и $\cos \varphi$, $\dot{S}_4 = (400 + j192) \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\dot{S}_6 = (50 + j7,2) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Схема замещения электрической сети приведена на рис. 1.6.

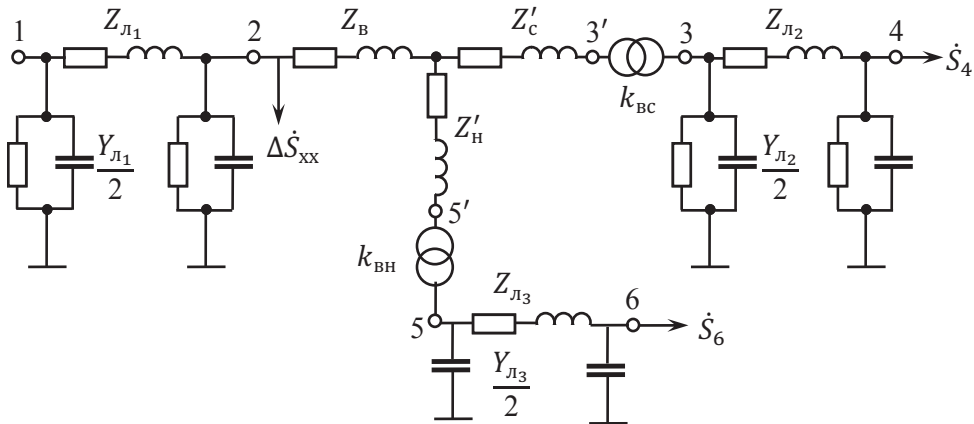


Рис. 1.6. Схема замещения сети

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 $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$. В этом случае следует пересчитать только параметры линий ЛЭП2 и ЛЭП3:

$$Z'_{л2} = Z_{л2} k_T^2 = (2,21 + j9,65) \cdot \left(\frac{330}{242}\right)^2 = (4,11 + j17,94) \text{ Ом};$$

$$Y'_{л2} = Y_{л2} \frac{1}{k_T^2} = (0,16 + j9,5) \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{242}{330}\right)^2 = (0,09 + j7,05) \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

$$Z'_{л3} = Z_{л3} k_T^2 = (0,258 + j0,162) \cdot \left(\frac{330}{11}\right)^2 = (232,2 + j145,8) \text{ Ом};$$

$$Y'_{л3} = Y_{л3} \frac{1}{k_T^2} = j8,46 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{11}{330}\right)^2 = j0,94 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Нагрузка через идеальный трансформатор переводится без потерь.

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

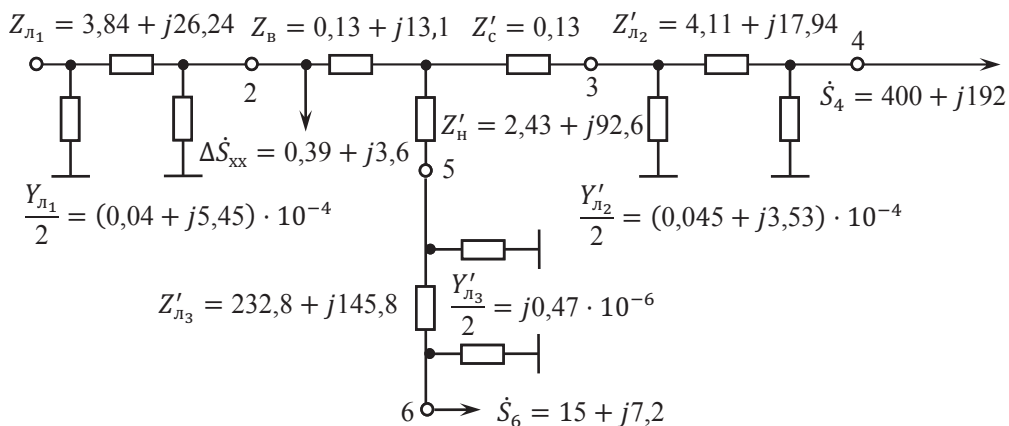


Рис. 1.7. Схема замещения сети, приведенная к напряжению 330 кВ

2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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 следует относить потери на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи (ВЛЭП), $\Delta P_{к.Σ} + \Delta P_{ут.Σ}$, потери в изоляции кабельных линий (КЛЭП) $\Delta P_{из}$, потери в стали трансформаторов, которые обычно принимают равными потерям в режиме холостого $\Delta P_{хх}$.

При расчете постоянных потерь активной энергии за сутки полагают, что время нахождения элементов сети под рабочим напряжением составляет 24 часа, тогда постоянные потери активной энергии за сутки:

- для воздушных линий

$$\Delta W_{\text{пост}} = (\Delta P_{к.Σ} + \Delta P_{ут.Σ}) \cdot 24;$$

- для кабельных линий

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta P_{из} \cdot 24;$$

- для трансформаторов и автотрансформаторов

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta P_{хх} \cdot 24.$$

Потери активной мощности в продольном сопротивлении зависят от тока (потока мощности) на каждом интервале i ($i = 1, 2, \dots, m$) неизменности нагрузки

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_i^2} R = 3 I_i^2 R, \quad (2.1)$$

где S_i , U_i – соответственно поток мощности и напряжение в начале или в конце продольного элемента сети (обязательно в одной точке); I_i – ток в элементе сети.

В таком случае переменные потери активной энергии за сутки при ступенчатом графике нагрузки с числом интервалов m и длительностью интервалов Δt_i

$$\Delta W_{\text{пер}} = \sum_i^m \Delta P_i \Delta t_i.$$

В целях упрощения расчетов переменных потерь активной энергии используется величина τ – время максимальных потерь. В этом случае достаточно знать лишь величину ΔP_{max} – потери активной мощности в продольном сопротивлении элемента в режиме максимальных нагрузок S_{max} , тогда величина переменных потерь активной энергии в продольном элементе определяется как

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max}} \tau.$$

Число часов максимальных потерь τ может быть найдено по суточному графику нагрузки, ч,

$$\tau = \frac{\sum_i^m S_i^2 \Delta t_i}{S_{\text{max}}^2}, \quad (2.2)$$

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

При расчете величины постоянных годовых потерь активной энергии обычно полагают, что число часов нахождения различных элементов сети под рабочим напряжением равняется $T = 8760$ ч. В таком случае постоянные потери активной энергии за год:

- для воздушных линий

$$\Delta W_{\text{пост.год}} = (\Delta P_{\text{к.}\Sigma} + \Delta P_{\text{ут.}\Sigma}) \cdot 8760;$$

- для кабельных линий

$$\Delta W_{\text{пост.год}} = \Delta P_{\text{из}} \cdot 8760;$$

- для трансформаторов и автотрансформаторов

$$\Delta W_{\text{пост.год}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760.$$

Переменные потери активной энергии за год всегда оцениваются приближенно, это обусловлено отсутствием полной информации по графикам нагрузок потребителей за каждые сутки года. Поэтому оценка потерь электроэнергии за год выполняется на основе аналитических и оценочных методов. Наиболее часто для оценки годовых потерь электроэнергии используются следующие методы: времени наибольших потерь; характерных суток; средних нагрузок.

Метод времени наибольших потерь основан на использовании $\tau_{\text{год}}$ – годового числа часов максимальных потерь. В этом случае достаточно (аналогично расчету суточных переменных потерь энергии) знать величину ΔP_{max} – потерь активной мощности в продольных сопротивлениях сети в максимальном режиме. В таком случае величина годовых переменных потерь активной энергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{год}}.$$

Величина τ может быть определена различными способами.

Число часов максимальных потерь τ за год, ч, может быть найдено по годовому графику по продолжительности по аналогичному соотношению (2.2) или по известному значению T_{max} – годовой продолжительности использования максимума нагрузки с использованием эмпирической формулы

$$\tau_{\text{год}} = (0,124 + T_{\text{max}}/10\,000)^2 \cdot 8760.$$

Если сеть содержит несколько нагрузок, то для определения переменных потерь активной электроэнергии используется суточное или годовое средневзвешенное число часов максимальных потерь $\tau_{\text{ср.вз}}$

$$\tau_{\text{ср.вз}} = \frac{\sum_i^m S_{\text{max } i}^2 \tau_i}{\sum_i^m S_{\text{max } i}^2},$$

где $S_{\text{max } i}$ – максимальная мощность нагрузки узла с номером i ($i = 1, 2, \dots, m$); τ_i – число часов максимальных потерь, найденное по графику нагрузки узла i .

Метод характерных суток основан на выборе i ($i = 1, 2, \dots, n$) характерных суток (зимний рабочий день, праздничный день и т.д.), количество каждых характерных суток t_i при общем числе суток в году $\sum_i^n t_i = 365$. Для каж-

дых характерных суток составляются ступенчатые суточные графики и определяются переменные потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \sum_i^m \Delta W_{\text{пер.}i} t_i .$$

Модификацией метода характерных суток является *метод характерных режимов*, для каждого из которых определяются потери мощности в продольных элементах сети ΔP_i при расчетах установившихся режимов (2.1). При числе режимов i ($i = 1, 2, \dots, n$) и их длительности Δt_i переменные годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \sum_i^m \Delta P_i \Delta t_i .$$

Метод средних нагрузок основан на оценке переменных потерь электроэнергии за год по потерям мощности в продольных элементах сети $\Delta P_{\text{ср}}$ в режиме средних нагрузок. Переменные годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{ср}} \cdot 8760 .$$

При этом $\Delta P_{\text{ср}}$ можно найти на основе расчета установившегося режима сети (2.1) при средних нагрузках. Средние нагрузки вычисляются на основе замеров электропотребления или в результате усреднения нагрузок, полученных по замерам. При этом оцениваются средние потери электроэнергии без учета характера графиков отдельных узлов сети. Для их учета можно использовать коэффициент формы k_ϕ , который определяется по эмпирическим формулам для сетей различной конфигурации, тогда переменные годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{ср}} k_\phi \cdot 8760 .$$

Типовые задачи

Задача 1. Определить потери мощности и годовые потери электроэнергии для сети, показанной на рис. 2.1, методом характерных режимов и по времени максимальных потерь. ВЛЭП длиной 150 км выполнена проводом сечением АС-330×3 на стальных опорах, в узле 2 установлена группа однофазных автотрансформаторов 3×АОДЦТН-167000/500/220. Напряжение в питающем узле 515 кВ. Нагрузки, показанные на схеме, соответствуют максимальному режиму, суточные графики нагрузок узлов 4 и 5 совпадают по конфигурации и неизменны в течение года. Графики нагрузок приведены на рис. 2.2.

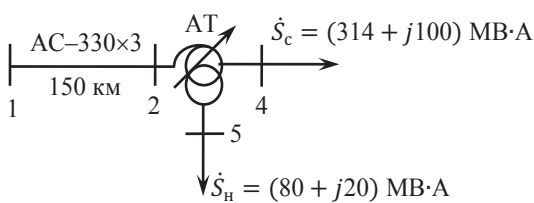


Рис. 2.1. Схема сети

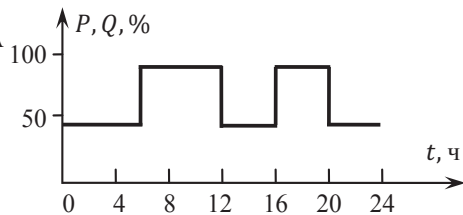


Рис. 2.2. График нагрузки

Решение задачи. Расчет параметров схемы замещения сети (рис. 2.3).

Параметры линии АС-330×3 выбраны по табл. 1.3.17–1.3.19 [2, с. 29–31]:

$$R_0 = 0,029 \text{ Ом/км}; \quad X_0 = 0,308 \text{ Ом/км}; \quad B_0 = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$\Delta P_{\text{л.к.о}} = (2,7; 10,0; 33,0) \text{ кВт/км}; \quad \Delta P_{\text{у.т.о}} = (0,156; 1,44; 2,40) \text{ кВт/км}.$$

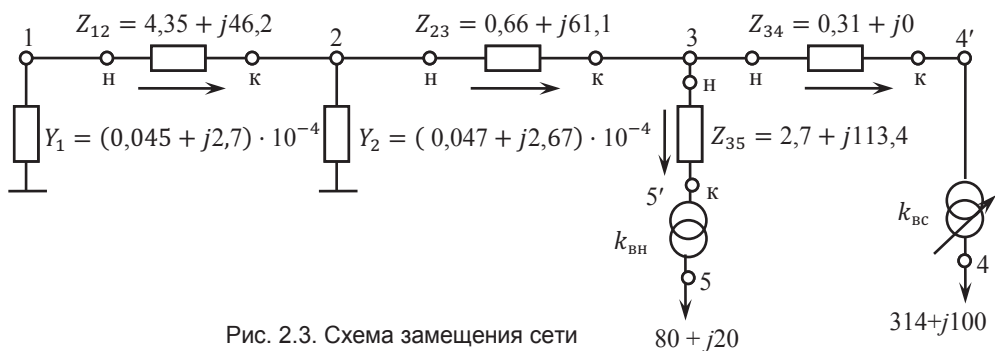


Рис. 2.3. Схема замещения сети

В таком случае

$$Z_{12} = (0,029 + j0,308) \cdot 150 = (4,35 + j46,2) \text{ Ом};$$

$$B_{12} = 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 5,4 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m} = \frac{2,7 + 10,0 + 33,0}{3} = 15,23 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m} = \frac{0,156 + 1,440 + 2,400}{3} = 1,33 \text{ кВт/км};$$

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{к.о}} + \Delta P_{\text{ут.о}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{(15,23 + 1,33) \cdot 10^3}{525^2 \cdot 10^6} = 0,06 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$G_{12} = 0,06 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 0,09 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_{12} = (0,09 + j5,4) \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Автотрансформатор АОДЦТН-167000/500/220, параметры выбраны по источнику [2, с. 46]:

$$U_{\text{вн}} = 500/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{сн}} = 230/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{бн}} = 11 \text{ кВ}; \Delta P_{\text{xx}} = 125 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = 2004 \text{ квар}; R_{\text{вн}} = 0,66 \text{ Ом}; R'_{\text{сн}} = 0,31 \text{ Ом}; R'_{\text{нн}} = 2,7 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{вн}} = 61,1 \text{ Ом}; X'_{\text{сн}} = 0 \text{ Ом}; X'_{\text{нн}} = 113,4 \text{ Ом}.$$

Все параметры автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220 приведены к номинальному напряжению высшей обмотки.

$$Z_{23} = (0,66 + j61,1) \text{ Ом}; Z_{34} = (0,31 + j0) \text{ Ом}; Z_{35} = (2,7 + j113,4) \text{ Ом};$$

$$G_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{U_{\text{вн}}^2} = \frac{125 \cdot 10^3}{(500 \cdot \sqrt{3})^2 \cdot 10^6} = 0,16 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_{\text{т}} = \frac{\Delta Q_{\text{xx}}}{U_{\text{вн}}^2} = \frac{2004 \cdot 10^3}{(500 \cdot \sqrt{3})^2 \cdot 10^6} = 2,67 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{\text{т}} = (0,16 - j2,67) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

При расчете шунта автотрансформатора учтено, что автотрансформатор однофазный, поэтому для расчета фазной поперечной проводимости используются фазные потери в режиме холостого хода и фазное напряжение.

Поперечная проводимость узла 1 (Y_1) равна половине проводимости линии 1–2 и носит активно-емкостной характер

$$Y_1 = Y_{12}/2 = (0,045 + j2,7) \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Поперечная проводимость узла 2 (Y_2) является алгебраической суммой проводимости автотрансформатора и половины проводимости линии 1–2

$$Y_2 = Y_T + \frac{Y_{12}}{2} = (0,002 - j0,03 + 0,045 + j2,7) \cdot 10^{-4} = \\ = (0,047 + j2,67) \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Эквивалентный шунт узла 2 имеет активно-емкостной характер.

Для расчета годовых переменных потерь электроэнергии методом характерных режимов необходимо определить потери мощности в продольных элементах сети во всех характерных режимах (в данной задаче в максимальном и минимальном).

Поскольку напряжения в точках 2, 3, 4' и 5' неизвестны, они приняты равными напряжению в точке 1, т. е. 515 кВ. При этом допущении определяются потери мощности во всех элементах схемы.

Определение потерь мощности в сети в максимальном режиме, МВ·А:

$$\dot{S}_{34}^K = 314 + j100; \dot{S}_{34}^H = \dot{S}_{34}^K + \Delta \dot{S}_{34} = 314 + j100 + 0,13 = 314,13 + j100;$$

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{314^2 + 100^2}{515^2} \cdot 0,31 = 0,13;$$

$$\dot{S}_{35}^K = 80 + j20; \dot{S}_{35}^H = \dot{S}_{35}^K + \Delta \dot{S}_{35} = 80,07 + j22,91;$$

$$\Delta \dot{S}_{35} = \frac{80^2 + 20^2}{515^2} \cdot (2,7 + j113,4) = 0,07 + j2,91;$$

$$\dot{S}_{23}^K = \dot{S}_{34}^H + \dot{S}_{35}^H = 314,13 + j100 + 80,07 + j22,91 = 394,2 + j122,9;$$

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{394,2^2 + 122,9^2}{515^2} \cdot (0,66 + j61,1) = 0,42 + j39,28;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 394,2 + j122,9 + 0,42 + j39,28 = 394,6 + j162,2;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = \hat{Y}_2 U_2^2 = (0,047 - j2,67) \cdot 10^{-4} \cdot 515^2 = 1,25 - j70,8;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \Delta \dot{S}_{ш2} = 394,6 + j162,2 + 1,25 - j70,8 = 395,3 + j91,4;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{395,3^2 + 91,4^2}{515^2} \cdot (4,35 + j46,2) = 2,7 + j28,67;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 395,3 + j91,4 + 2,7 + j28,67 = 398 + j120,1;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш1} = \hat{Y}_1 U_1^2 = (0,045 - j2,7) \cdot 10^{-4} \cdot 515^2 = 1,19 - j71,6.$$

Мощность, потребляемая из питающего данную сеть узла:

$$\dot{S} = \dot{S}_{12}^H + \Delta \dot{S}_{ш1} = 398 + j120,17 + 1,19 - j71,6 = (399,19 + j48,57) \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Суммарные потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок в продольных элементах сети

$$\Delta P_{\max} = \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{34} + \Delta P_{35} = 2,7 + 0,42 + 0,13 + 0,07 = 3,32 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок в поперечных элементах сети

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma 1} + \Delta P_{\Sigma 2} = 1,19 + 1,25 = 2,44 \text{ МВт.}$$

Определение потерь мощности в сети в минимальном режиме выполняется аналогично. При этом значения нагрузок на стороне СН и на стороне НН автотрансформатора составляют 50 % от мощностей в максимальном режиме. Таким образом, $\dot{S}_{34}^K = (157 + j50) \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а $\dot{S}_{35}^K = (40 + j10) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Напряжения в точках 2, 3, 4' и 5' приняты равными 515 кВ.

Расчет потерь в минимальном режиме, МВ·А:

$$\dot{S}_{34}^K = 157 + j50; \quad \dot{S}_{34}^H = \dot{S}_{34}^K + \Delta \dot{S}_{34} = 157,03 + j50;$$

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{157^2 + 50^2}{515^2} \cdot 0,31 = 0,03;$$

$$\dot{S}_{35}^K = 40 + j10; \quad \dot{S}_{35}^H = \dot{S}_{35}^K + \Delta \dot{S}_{35} = 40,02 + j10,68;$$

$$\Delta \dot{S}_{35} = \frac{40^2 + 10^2}{515^2} \cdot (2,7 + j113,4) = 0,02 + j0,68;$$

$$\dot{S}_{23}^K = \dot{S}_{34}^H + \dot{S}_{35}^H = 157,03 + j50 + 40,02 + j10,68 = 197,05 + j60,68;$$

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{197,05^2 + 60,68^2}{515^2} \cdot (0,66 + j61,1) = 0,106 + j9,79;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 197,05 + j60,68 + 0,106 + j9,79 = 197,16 + j70,47;$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma 2} = \hat{Y}_2 U_2^2 = (0,047 - j2,67) \cdot 10^{-4} \cdot 515^2 = 1,25 - j70,8;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \Delta \dot{S}_{\Sigma 2} = 197,16 + j70,47 + 1,25 - j70,8 = 198,41 - j0,33;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{198,41^2 + 0,33^2}{515^2} \cdot (4,35 + j46,2) = 0,65 + j6,86;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 198,41 - j0,33 + 0,65 + j6,86 = 199,06 + j6,53;$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma 1} = \hat{Y}_1 U_1^2 = (0,045 - j2,7) \cdot 10^{-4} \cdot 515^2 = 1,19 - j71,6.$$

Мощность, потребляемая из питающего данную сеть узла, МВ · А,

$$\dot{S} = \dot{S}_{12}^H + \Delta \dot{S}_{\Sigma 1} = 199,06 + j6,53 + 1,19 - j71,6 = 200,25 - j65,07.$$

Суммарные потери активной мощности в режиме минимальных нагрузок в продольных элементах сети

$$\Delta P_{\max} = \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{34} + \Delta P_{35} = 0,65 + 0,106 + 0,03 + 0,02 = 0,806 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в режиме минимальных нагрузок в поперечных элементах сети

$$\Delta P_{\text{ш}\Sigma} = \Delta P_{\text{ш}1} + \Delta P_{\text{ш}2} = 1,19 + 1,25 = 2,44 \text{ МВт.}$$

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

$$\Delta W_{\text{пост.год}} = \Delta P_{\text{ш}\Sigma} \cdot T_{\Gamma} = 2,44 \cdot 8760 = 21\,374,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Что касается переменных потерь активной энергии в сети, то их значение меняется при изменении нагрузки, т. е. они являются *переменными*.

Оценка переменных потерь электроэнергии методом характерных режимов. Продолжительность существования характерных режимов определяется согласно графику нагрузки (см. рис. 2.2): режим максимальных нагрузок в течение суток продолжается $t_{\max} = 10$ ч; режим минимальных нагрузок – $t_{\min} = 14$ ч. Поэтому величина переменных потерь активной энергии за одни сутки составит $\Delta W_{\text{пер}} = 3,32 \cdot 10 + 0,806 \cdot 14 = 44,48 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$

В течение всего года суточный график нагрузки не меняется, тогда переменные потери активной энергии

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta W_{\text{пер}} \cdot 365 = 44,48 \cdot 365 = 16\,236,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Оценка переменных потерь электроэнергии по числу часов максимальной потери. Число часов использования максимальной мощности нагрузки за сутки найдено по графику

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

В таком случае годовое число часов использования максимальной мощности нагрузки $T_{\max.\text{год}}$ и числа часов максимальных потерь τ_{Γ} составит

$$T_{\max.\text{год}} = T_{\max} \cdot 365 = 17 \cdot 365 = 6205 \text{ ч;}$$

$$\tau_{\text{год}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max.г}}}{10\,000}\right)^2 = \left(0,124 + \frac{6205}{10\,000}\right)^2 \cdot 8760 = 4855 \text{ ч.}$$

Оценка переменных потерь активной энергии, найденная при допущении о неизменности в течение года суточного графика нагрузки,

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{год}} = 3,32 \cdot 4855 = 16\,118,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Как видно, результаты расчета двумя методами не совпадают и различаются в пределах 10 %, причем оба расчета не дают точного результата. Метод характерных режимов считается более точным, но на практике требует многократных расчетов режимов сети (в соответствии с числом ступеней постоянства нагрузок за рассматриваемый временной интервал). Поэтому, если не требуется высокая точность оценки потерь электроэнергии, они вычисляются по времени максимальных потерь.

Суммарные потери электроэнергии за год (переменные найдены по методу характерных режимов)

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пер.год}} + \Delta W_{\text{пост.год}} = 16\,236,7 + 21\,374,4 = 37\,611,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные потери электроэнергии за год (переменные найдены по времени максимальных потерь)

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пер.год}} + \Delta W_{\text{пост.год}} = 16\,118,6 + 21\,374,4 = 37\,493 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Задача 2. Определить потери энергии за год в двух трансформаторах типа ТРДН-10000/110, число часов использования максимальной мощности нагрузки $T_{\text{max.год}} = 6000$ ч, нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_{\text{нагр}} = (15 + j10) \text{ МВ} \cdot \text{А.}$

Каталожные данные: $\Delta P_{\text{кз}} = 60 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{хх}} = 14 \text{ кВт}$.

Решение задачи. Определение годового числа часов максимальных потерь

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

Потери активной энергии за год

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Gamma} &= n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{нагр.max}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \tau_{\text{год}} = \\ &= 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{15^2 + 10^2}{10^2} \right) \cdot 4592 = \\ &= 693\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 693 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Задача 3. На подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН-63000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением АС-400 на стальных опорах длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 100 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение в питающем узле 225 кВ.

Определить потери энергии за год и КПД электропередачи по энергии, если задан годовой график нагрузки по продолжительности (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Годовой график нагрузки по продолжительности

Параметр	Интервалы постоянства нагрузки			
t , ч	0–2100	2100–4000	4000–6400	6400–8760
P , о. е.	1	0,7	0,5	0,3

Решение задачи. Схема замещения сети показана на рис. 2.4.

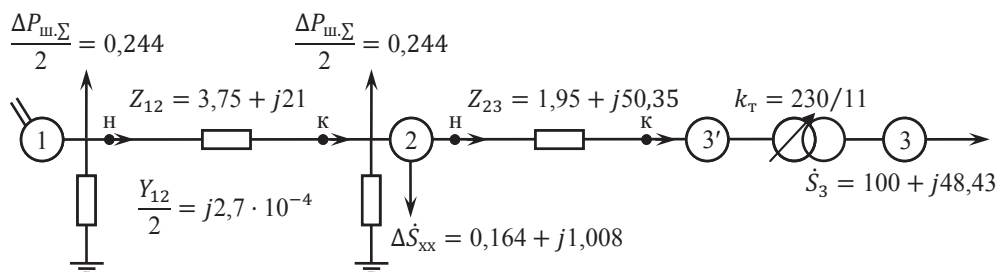


Рис. 2.4. Схема замещения сети

Параметры линии АС-400 определены с использованием справочных данных [2, с. 29–31]:

$$R_0 = 0,75 \text{ Ом/км}, \quad X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}, \quad B_0 = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\Delta P_{ик.0} = (2,7; 10,0; 33,0) \text{ кВт/км}, \quad \Delta P_{ут.0} = (0,156; 1,44; 2,40) \text{ кВт/км}.$$

$$\frac{Y_{12}}{2} = \frac{Y_l}{2} = \frac{1}{2} jB_0 \ell n = \frac{1}{2} j2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 2 = j2,7 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

$$Z_{12} = Z_l = (R_0 + jX_0) \ell \frac{1}{n} = (0,75 + j0,42) \cdot 100 \cdot \frac{1}{2} = (37,5 + j21) \text{ Ом}.$$

При решении задачи используются упрощенные схемы замещения линии и трансформатора. Условно постоянные потери в линии на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам, а также потери в стали трансформаторов могут быть учтены неизменными нагрузками.

$$\Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m} = \frac{0,35 + 1,02 + 4,18}{3} = 1,85 \text{ кВт/км.}$$

Полные потери мощности в линии на корону

$$\Delta P_{\text{к.}\Sigma} = \Delta P_{\text{к.о}} \ell n = 1,85 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,37 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m} = \frac{0,069 + 0,637 + 1,061}{3} = 0,589 \text{ кВт/км.}$$

Полные потери мощности в линии за счет токов утечки по изоляторам

$$\Delta P_{\text{ут.}\Sigma} = \Delta P_{\text{ут.о}} \ell n = 0,589 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,118 \text{ МВт.}$$

Суммарные постоянные потери мощности в линии

$$\Delta P_{\text{ш.}\Sigma} = \Delta P_{\text{к.}\Sigma} + \Delta P_{\text{ут.}\Sigma} = 0,37 + 0,118 = 0,488 \text{ МВт.}$$

Параметры трансформатора ТРДЦН-63000/220:

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

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{xx.э}} &= \Delta \dot{S}_{\text{xx.т}} n = (\Delta P_{\text{xx}} + j \Delta Q_{\text{xx}}) n = (0,082 + j 0,504) \cdot 2 = \\ &= (0,164 + j 1,008) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$Z_{23} = Z_T / n = (R_T + j X_T) / n = (3,9 + j 100,7) / 2 = (1,95 + j 50,35) \text{ Ом.}$$

Реактивная мощность нагрузки:

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

$$\dot{S}_3 = (100 + j 48,43) \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

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,

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пост.год}} + \Delta W_{\text{пер.год}}.$$

Постоянные потери активной энергии

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пост.год}} &= (\Delta P_{\text{ш.л.}\Sigma} + \Delta P_{\text{х.х.э}}) \cdot 8760 = (0,488 + 0,164) \cdot 8760 = \\ &= 5711,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Переменные потери электроэнергии определяются по соотношению

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}} \cdot \tau_{\text{год}},$$

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

Таким образом, для определения годовых потерь электроэнергии в сети необходимо найти потери мощности в 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, МВ · А,

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

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

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

$$\dot{S}_{12}^{\kappa} = \dot{S}_{23}^{\text{н}} + \Delta \dot{S}_{\text{хх}} + \frac{\Delta P_{\text{ш}\Sigma}}{2} + \Delta \dot{S}_{\text{ш}2};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}2} = \frac{\hat{Y}_{12}}{2} U_2^0 = -j2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = -j13,068;$$

$$\dot{S}_{12}^{\kappa} = 100,55 + j62,53 + 0,164 + j1,008 + 0,244 - j13,068 = 100,958 + j50,47;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \left(\frac{\dot{S}_{12}^{\kappa}}{U_2^0} \right)^2 Z_{12} = \frac{100,96^2 + 50,47^2}{220^2} \cdot (3,75 + j21) = 0,99 + j5,53.$$

Суммарные потери мощности в максимальном режиме в продольных элементах сети $\Delta P_{\max}^{\text{прод}} = \Delta P_{12} + \Delta P_{23} = 0,99 + 0,55 = 1,54$ МВт.

Годовые переменные потери электроэнергии $\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\max}^{\text{прод}} \tau_{\text{год}}$, где $\tau_{\text{год}}$ определяется по годовому графику по продолжительности

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

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

тогда $\Delta W_{\text{пер.год}} = 1,54 \cdot 3843 = 5918,2 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$.

Суммарные годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пост.год}} + \Delta W_{\text{пер.год}} = 5711,5 + 5918,2 = 11\,629,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

КПД передачи по энергии η

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

где $W_{\text{пол}}$ – полезная энергия, $W_{\text{пол}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}}$. Здесь P_{max} – максимальная мощность нагрузки; T_{max} – годовое число часов использования максимальной мощности, которое находится по годовому графику по продолжительности

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{\text{max}}} = \frac{2100 \cdot 1 + 0,7 \cdot (4000 - 2400)}{1} + \\ + \frac{0,5 \cdot (6400 - 4000) + 0,3 \cdot (8760 - 6400)}{1} = 5128 \text{ ч};$$

$$W_{\text{пол}} = 100 \cdot 5128 = 512800 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\eta = \frac{512\,800}{512\,800 + 11\,629,7} \cdot 100\% = 97,78 \, \%.$$

Задача 4. На подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН-63000/220, нагрузка подстанции в максимальном режиме 100 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение в питающем узле 220 кВ. Определить потери энергии за сутки и КПД по энергии, если задан суточный график нагрузки (табл. 2.2). Построить суточные графики потерь в меди и стали трансформаторов.

Таблица 2.2

Суточный график нагрузки по продолжительности

Параметр	Интервалы постоянства нагрузки					
	0–4	4–8	8–12	12–16	16–20	18–24
t , ч	0–4	4–8	8–12	12–16	16–20	18–24
S , о. е.	0,4	0,6	1	0,8	0,6	0,7

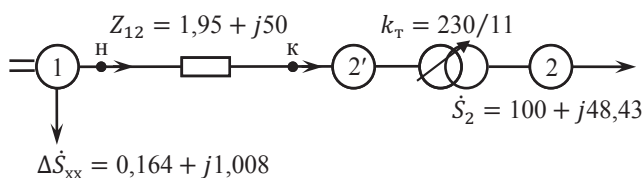


Рис. 2.5. Схема замещения сети

Решение задачи. Схема замещения сети и ее параметры показаны на рис. 2.5. Параметры схемы замещения сети определены при решении задачи 3.

Потери мощности в трансформаторе выделяются в стали сердечника и в меди его обмоток. Потери в стали (в поперечных элементах сети) условно постоянны и приняты равными потерям в режиме холостого хода трансформатора, на рис. 2.5 указаны эквивалентные потери мощности в стали двух трансформаторов $\Delta P_{ш\tau} = \Delta P_{xx.э} = 0,164$ МВт.

Графики потерь мощности в стали в относительных единицах и мегаваттах приведены соответственно на рис. 2.6, а и 2.6, б.

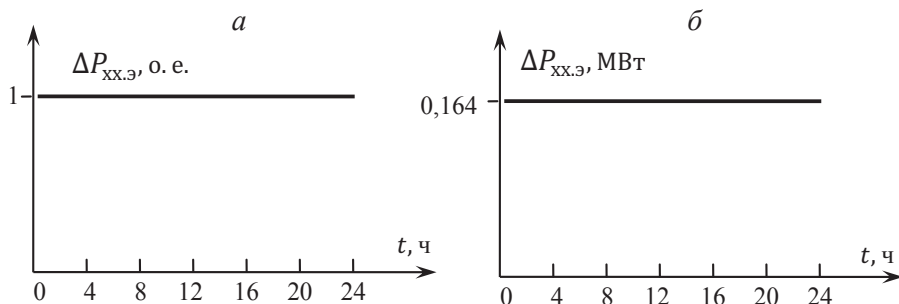


Рис. 2.6. Графики потерь в стали трансформатора

Потери электроэнергии в стали трансформатора – постоянные потери активной энергии за сутки

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta P_{xx.э} \cdot 24 = 0,164 \cdot 24 = 3,936 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери в меди обмоток трансформатора являются переменными, так как зависят от тока или потока мощности и обусловлены нагревом меди при протекании тока нагрузки.

Определение переменных потерь мощности в максимальном режиме. Пусть $U_{2'}^0 = 210$ кВ. Потоки и потери мощности, МВ · А, определяются

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_2 = 100 + j48,43;$$

$$\Delta P_{\max 12} = \frac{(S_{12}^K)^2}{U_{2'}^2} R_{12} = \frac{100^2 + 48,43^2}{210^2} \cdot 1,95 = 0,55 \text{ МВт.}$$

При выражении переменных потерь в относительных единицах $\Delta P_{i12}^{\text{отн}} = \Delta P_{i12} / \Delta P_{\max 12}$ можно показать, что $\Delta P_{i12}^{\text{отн}} = (S_{i12}^{\text{отн}})^2$ без учета изменений напряжения в узле 2', потери мощности в меди пропорциональны квадрату потока мощности (квадрату тока) нагрузки.

С учетом этой закономерности можно построить суточные графики переменных потерь мощности – потерь в меди. Характеристики для определения потерь мощности в меди обмоток трансформаторов в суточном диапазоне приведено в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Потери мощности в меди трансформатора в суточном диапазоне

Характеристика	Интервалы постоянства нагрузки					
t , ч	0–4	4–8	8–12	12–16	16–20	20–24
S , о. е.	0,4	0,6	1	0,8	0,6	0,7
S^2 , о. е.	0,16	0,36	1	0,64	0,36	0,49
ΔP_{12} , о. е.	0,16	0,36	1	0,64	0,36	0,49
ΔP_{12} , МВт	0,09	0,20	0,55	0,35	0,20	0,27

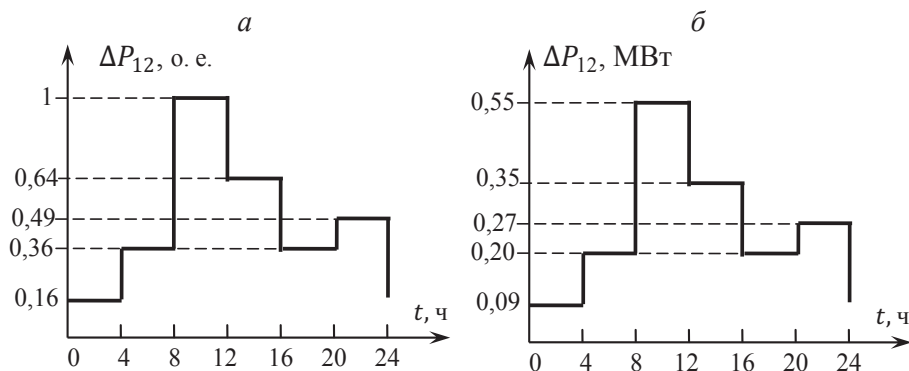


Рис. 2.7. Графики потерь в меди трансформатора

Графики потерь мощности в меди обмоток трансформатора в относительных единицах и мегаваттах приведены соответственно на рис. 2.7, а и 2.7, б.

Потери электроэнергии в меди обмоток трансформатора за сутки

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max12}} \tau_{\text{сут}},$$

где ΔP_{max12} – потери активной мощности в максимальном режиме в меди обмоток трансформатора, $\Delta P_{\text{max12}} = 0,55$ МВт;

$$\begin{aligned} \tau_{\text{сут}} &= \frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 \Delta t_i}{S_{\text{max}}^2} = \\ &= \frac{0,4^2 \cdot 4 + 0,6^2 \cdot 4 + 1^2 \cdot 4 + 0,8^2 \cdot 4 + 0,6^2 \cdot 4 + 0,7^2 \cdot 4}{1^2} = 12,04 \text{ ч.} \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{max12}} \tau_{\text{сут}} = 0,55 \cdot 12,04 = 6,622 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\text{Таким образом, } \Delta W_{\text{сут}} = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{пер}} = 3,936 + 6,622 = 10,558 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

КПД электропередачи

$$\eta = \frac{W_{\text{пол}}}{W_{\text{зат}}} \cdot 100 \% = \frac{W_{\text{пол}}}{W_{\text{пол}} + \Delta W_{\text{сут}}} \cdot 100 \%,$$

где $W_{\text{пол}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}}$.

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{\text{max}}} = \frac{0,4 \cdot 4 + 0,6 \cdot 4 + 1 \cdot 4 + 0,8 \cdot 4 + 0,6 \cdot 4 + 0,7 \cdot 4}{1} = 16,4 \text{ ч.}$$

$$W_{\text{пол}} = 100 \cdot 16,4 = 1640 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\eta = \frac{1640}{1640 + 10,558} \cdot 100 \% = 99,36 \%.$$

Задача 5. Определить потери электроэнергии за год в воздушной двухцепной линии 110 кВ длиной 40 км, выполненной проводом АС-120/19 на железобетонных опорах с нагрузкой $P_{\text{max}} = 60$ МВт, для которой известен годовой график по продолжительности (табл. 2.4). Переменные потери электроэнергии за год оценить методами характерных режимов и времени наибольших потерь. Сопоставить точность расчетов переменных потерь электроэнергии.

Таблица 2.4

Годовой график нагрузки по продолжительности

Параметры	Интервал времени, ч			
	0–1000	1000–3000	3000–6000	6000–8760
Мощность, о. е.	1	0,8	0,6	0,4
cos φ	0,90	0,85	0,82	0,79

Решение задачи. Потери электроэнергии за год состоят из постоянных и переменных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пост.год}} + \Delta W_{\text{пер.год}}$.

Для расчета годовых постоянных потерь электроэнергии необходимо найти постоянные потери мощности в линии.

Условно постоянные потери мощности в линии на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам [2],

$$\Delta P_{\text{к.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ к.о}}}{m} = \frac{0,037 + 0,112 + 0,355}{3} = 0,168 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{\text{ут.о}} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.о}}}{m} = \frac{0,055 + 0,510 + 0,850}{3} = 0,472 \text{ кВт/км}.$$

Полные постоянные потери мощности в линии

$$\Delta P_{\text{ш.л.}\Sigma} = (\Delta P_{\text{к.о}} + \Delta P_{\text{ут.о}}) \ell n = (0,168 + 0,472) \cdot 40 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,0512 \text{ МВт}.$$

Годовые постоянные потери электроэнергии

$$\Delta W_{\text{пост.год}} = \Delta P_{\text{ш.л.}\Sigma} \cdot 8760 = 0,0512 \cdot 8760 = 449 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Для расчета годовых переменных потерь электроэнергии необходимо найти активное сопротивление линии, $R = r_0 \ell / n = 0,27 \cdot 40 / 2 = 5,4 \text{ Ом}$.

Метод характерных режимов. Для определения потерь по этому методу за характерные приняты режимы, в которых мощности нагрузки соответствуют ступеням годового графика по продолжительности. Поэтому рассматриваются четыре характерных режима (по числу ступеней в годовом графике по продолжительности) с продолжительностью, соответствующей длительности ступени.

Потери энергии ΔW_j выделяются в сети за время существования характерного режима, $j = 1, 2, 3, 4$,

$$\Delta W_j = \Delta P_j \Delta t_j.$$

На каждой ступени графика вместо неизвестного U_j используется номинальное напряжение сети. Потери активной мощности в режиме j

$$\Delta P_j = \frac{S_j^2}{U_j^2} R = \frac{P_j^2}{\cos^2 \varphi_j U_{\text{ном}}^2} R.$$

Переменные потери электроэнергии за год

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_j = \sum_{j=1}^m \Delta P_j \Delta t_j = \sum_{j=1}^m \frac{P_j^2}{\cos^2 \varphi_j U_{\text{ном}}^2} R \Delta t_j;$$

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \frac{60^2 \cdot 5,4}{0,9^2 \cdot 110^2} \cdot 1000 + \frac{(60 \cdot 0,8)^2 \cdot 5,4}{0,85^2 \cdot 110^2} \cdot 2000 +$$

$$+ \frac{(60 \cdot 0,6)^2 \cdot 5,4}{0,82^2 \cdot 110^2} \cdot 3000 + \frac{(60 \cdot 0,4)^2 \cdot 5,4}{0,79^2 \cdot 110^2} \cdot 2760 = 8547 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

На основе годового графика по продолжительности можно определить годовую полезную отпущенную потребителю электроэнергию

$$W_{\text{год}} = \sum_{j=1}^m W_j = \sum_{j=1}^m P_j \Delta t_j;$$

$$W_{\text{год}} = 60 \cdot 1000 + (60 \cdot 0,8) \cdot 2000 + (60 \cdot 0,6) \cdot 3000 +$$

$$+ (60 \cdot 0,4) \cdot 2760 = 330\,240 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Переменные потери электроэнергии в процентах от полезной отпущенной потребителю электроэнергии составляют

$$\Delta W_{\text{год}}(\%) = \frac{\Delta W_{\text{год}}}{W_{\text{год}}} \cdot 100 \% = \frac{8547}{330240} \cdot 100 \% = 2,6 \%.$$

Метод числа часов наибольших потерь. Для определения потерь по этому методу необходимо найти потери мощности в максимальном режиме в продольных сопротивлениях сети и число часов наибольших потерь $\tau_{\text{год}}$ по известному годовому графику по продолжительности.

Переменные потери электроэнергии за год

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}}^{\text{прод}} \tau_{\text{год}}.$$

Потери мощности в максимальном режиме

$$\Delta P_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}^2}{\cos^2 \varphi_{\text{max}} U_{\text{ном}}^2} R = \frac{60^2}{0,9^2 \cdot 110^2} \cdot 5,4 = 1,98 \text{ МВт}.$$

Число часов максимальных потерь можно определить несколькими способами: на основе годового графика по продолжительности; по эмпирической формуле с использованием числа часов максимальной полной мощности; по кривым с использованием средневзвешенного $\cos \varphi$.

По годовому графику по продолжительности число часов наибольших или максимальных потерь $\tau_{\text{год}}$ находится по формуле

$$\tau_{\text{год}} = \frac{\sum_{j=1}^m S_j^2 \Delta t_j}{S_{\text{max}}^2} = \frac{\sum_{j=1}^m \left(\frac{P_j}{\cos \varphi_j} \right)^2 \Delta t_j}{\left(\frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi_j} \right)^2},$$

$$\tau_{\text{год}} = \frac{\left(\frac{60}{0,9} \right)^2 \cdot 1000 + \left(\frac{60 \cdot 0,8}{0,85} \right)^2 \cdot 2000 + \left(\frac{60 \cdot 0,6}{0,82} \right)^2 \cdot 3000}{\left(\frac{60}{0,9} \right)^2} +$$

$$+ \frac{\left(\frac{60 \cdot 0,4}{0,79} \right)^2 \cdot 2760}{\left(\frac{60}{0,9} \right)^2} = 4309 \text{ ч.}$$

По эмпирической формуле годовое число часов наибольших потерь можно определить в зависимости от годового числа часов использования полной максимальной мощности T_{max} с учетом изменения значений $\cos \varphi$ в течение года.

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{j=1}^m \frac{P_j}{\cos \varphi_j} \Delta t_j}{\frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi_j}} =$$

$$= \frac{\frac{60}{0,9} \cdot 1000 + \frac{60 \cdot 0,8}{0,85} \cdot 2000 + \frac{60 \cdot 0,6}{0,82} \cdot 3000 + \frac{60 \cdot 0,4}{0,79} \cdot 2760}{\frac{60}{0,9}} = 5927,4 \text{ ч.}$$

Годовое число часов наибольших потерь составляет

$$\tau_{\text{год}} = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5927 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4500 \text{ ч.}$$

По кривым [1] можно найти годовое число часов наибольших потерь с использованием средневзвешенного за год $\cos \varphi_{\text{ср.взв}}$

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_j P_{j \text{max}} \cos \varphi_j}{\sum_j P_{j \text{max}}} =$$

$$= \frac{60(1 \cdot 0,9 + 0,8 \cdot 0,85 + 0,6 \cdot 0,82 + 0,4 \cdot 0,79)}{60(1 + 0,8 + 0,6 + 0,4)} = 0,85.$$

Годовое число наибольших потерь $\tau_{\text{год}} = 4200 \text{ ч.}$

Теперь переменные потери электроэнергии за год с использованием числа часов максимальных или наибольших потерь найденные:

- на основе годового графика по продолжительности

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{год}} = 1,98 \cdot 4309 = 8531 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

- по эмпирической формуле с использованием числа часов максимальной полной мощности

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{год}} = 1,98 \cdot 4500 = 8910 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

- по кривым с использованием средневзвешенного $\cos \varphi$

$$\Delta W_{\text{пер.год}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{год}} = 1,98 \cdot 4200 = 8316 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Погрешности определения переменных годовых потерь электроэнергии находятся в процентах от значения, полученного по методу характерных режимов и принятого за эталон, $W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}} = 8547 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$.

Погрешности переменных годовых потерь электроэнергии при использовании числа часов максимальных или наибольших потерь найдены:

- на основе годового графика по продолжительности

$$\delta \Delta W_{\text{пер.год}} = \frac{\Delta W_{\text{пер.год}} - \Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}}{\Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}} = \frac{8531 - 8547}{8547} \cdot 100 \% = -0,19 \%;$$

- по эмпирической формуле с использованием числа часов максимальной полной мощности

$$\delta \Delta W_{\text{пер.год}} = \frac{\Delta W_{\text{пер.год}} - \Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}}{\Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}} = \frac{8910 - 8547}{8547} \cdot 100 \% = 4,24 \%;$$

- по кривым с использованием средневзвешенного $\cos \varphi$

$$\delta \Delta W_{\text{пер.год}} = \frac{\Delta W_{\text{пер.год}} - \Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}}{\Delta W_{\text{пер.год}}^{\text{этал}}} = \frac{8316 - 8547}{8547} \cdot 100 \% = -2,7 \%.$$

Как видно из расчетов, все методы определения числа часов наибольших потерь практически равноценны, погрешности всех методов не выходят за предел $(\pm 5) \%$.

Для оценки потерь электроэнергии за год используется значение переменных потерь, найденное на основе годового графика по продолжительности.

Потери электроэнергии за год

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{пост.год}} + \Delta W_{\text{пер.год}} = 449 + 8531 = 8980 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

3. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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. Если задана мощность некоторой нагрузки $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$ узла i , то вектор тока этой нагрузки равен $\dot{I}_i = \dot{S}_i^* / (\sqrt{3}U_i^*)$, ток может быть вычислен при известном векторе напряжения \dot{U}_i на зажимах этой нагрузки. Однако именно напряжения в узлах сети являются искомыми величинами. Это обстоятельство не позволяет непосредственно использовать законы Кирхгофа для получения однозначного решения, поэтому используется метод последовательных приближений (итерационный метод).

Метод последовательных приближений основан на последовательном уточнении напряжений в узлах 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 из участков сети, мощности в начале и конце каждого из участков и токи нагрузок. Значение тока или мощности в начале участка, непосредственно связанного с узлом, в котором 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 выполнения данной итерации, не будут отличаться от напряжений, полученных на предыдущей итерации менее чем на заданную величину точности расчета. Все необходимые формулы приведены в источнике [1].

Взаимное расположение параметров установившегося режима сети – напряжений узлов и токов – удобно изображать на комплексной плоскости, которая вращается против часовой стрелки с угловой скоростью $\omega = 2\pi f$, где f – промышленная частота 50 Гц. Поскольку частоты напряжений и токов совпадают со скоростью вращения комплексной плоскости, то изображение взаимного расположения векторов напряжений и токов в сети можно начинать с любого начального положения одного из векторов. Наиболее удобно это делать при совмещении известного напряжения (обычно базисного узла) с вещественной осью комплексной плоскости.

Типовые задачи

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

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

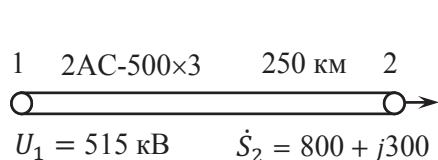


Рис. 3.1. Схема сети

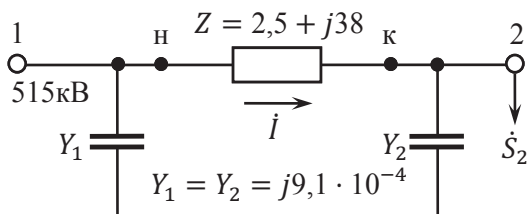


Рис. 3.2. Схема замещения сети

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

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 первой итерации закончен.

В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце ВЛЭП

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}^{(1)};$$

$$\dot{U}_1 = U_1 = 515 \angle 0^\circ; \Delta \dot{U}^{(1)} = \Delta U^{(1)} + j\delta U^{(1)}; \dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta U^{(1)} - j\delta U^{(1)}.$$

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения:

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

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

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 допустимое значение, поэтому режим холостого хода линии недопустим. Для снижения напряжения в конце линии в режиме холостого хода необходима установка шунтирующих реакторов, этот вопрос 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. Построение векторной диаграммы начинается с изображения известного вектора напряжения $\dot{U}_1 = U_1 = 515 \angle 0^\circ$, который совмещает-

ся с вещественной осью комплексной плоскости. Продольная ΔU и поперечная δU составляющие падения напряжения пристраиваются к концу вектора \dot{U}_1 соответственно вдоль и поперек его направления.

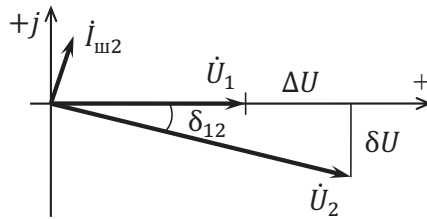


Рис. 3.3. Векторная диаграмма сети

Определение тока шунта Y_2 , кА:

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

Как видно из расчета, ток шунта носит емкостной характер и опережает вектор напряжения в узле 2 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

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

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

$$\Delta \dot{S}_Z^{(2)} = \frac{800^2 + 58,65^2}{515^2} \cdot (2,5 + j38) = (6,07 + j92,19) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_н^{(1)} &= \dot{S}_к^{(1)} + \Delta \dot{S}_Z^{(1)} = 800 + j58,65 + 6,07 + j92,19 = \\ &= (806,07 + j150,84) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

На этом прямой ход первой 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:

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

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

Напряжение в узле 2 в первой итерации расчета

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

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

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

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

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

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

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

$$= (16,2 + j58,7) \text{ кВ};$$

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

Как видно, напряжение в конце линии 500 кВ в нагрузочном режиме не выходит за пределы длительно допустимых значений.

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

Решение задачи. В соответствии с условием задачи потери мощности не учитываются, 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.

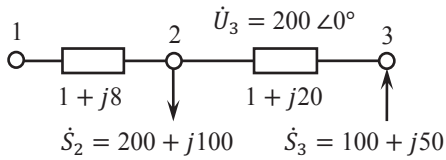


Рис. 3.4. Схема замещения сети

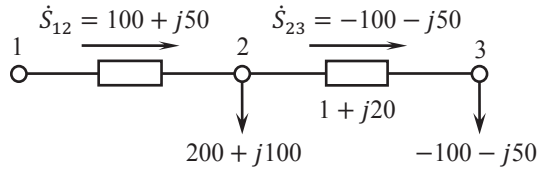


Рис. 3.5. Потокораспределение без потерь мощности

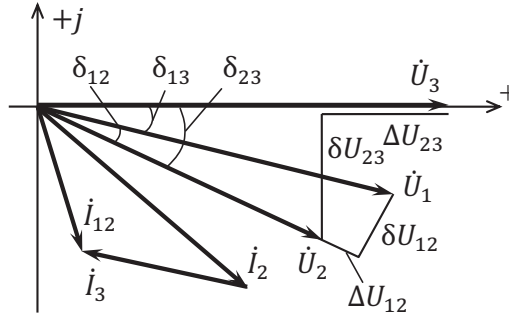


Рис. 3.6. Векторная диаграмма токов и напряжений

Построение диаграммы начинается с узла 3, в котором задано напряжение $U_3 = 200$ кВ, напряжение совмещается с вещественной осью комплексной плоскости. Ток узла 3, кА,

$$i_3 = \frac{S_3^*}{\sqrt{3}U_3} = \frac{-(100 - j50)}{\sqrt{3} \cdot 200} = -0,289 + j0,145.$$

Направление тока i_3 указывает на наличие в узле 3 генератора, что и было задано в условиях задачи, ток опережает напряжение в узле 3.

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, $\dot{U}_2 \angle \delta_{23} = 194,7 \angle -2,87^\circ$.

Ток нагрузки в узле 2, кА,

$$i_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{200 - j100}{\sqrt{3} \cdot (194,5 + j9,75)} =$$

$$= \frac{(200 - j100) \cdot (194,5 - j9,75)}{\sqrt{3} \cdot (194,5^2 + 9,75^2)} = 0,607 - j0,326.$$

Ток нагрузки узла 2 отстает от напряжения в узле 2 на угол φ_2 , в котором $\operatorname{tg} \varphi_2 = Q_2/P_2 = 1/2$, $\varphi_2 = 26^\circ$. Тогда ток, кА, на участке 1–2 определяется по первому закону Кирхгофа

$$i_{12} = i_2 + i_3 = 0,607 - j0,326 - 0,289 + j0,145 = 0,318 - j0,181.$$

Напряжение в узле 1, кВ, определяется по отношению к напряжению узла 2 по тому же принципу, как найдено \dot{U}_2 по отношению к \dot{U}_3 , при этом в качестве исходного используется модуль напряжения в узле 2

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12},$$

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

$$= 194,7 + \frac{100 \cdot 1 + 50 \cdot 8}{194,7} + \frac{j(100 \cdot 8 - 50 \cdot 1)}{194,7} =$$

$$= 194,7 + 2,57 + j3,85 = 197,27 + j3,85 = 197,3 \angle 1,12^\circ;$$

$$\dot{U}_1 = U_1 \angle \delta_{12} = 197,3 \angle 1,12^\circ.$$

Угол напряжения \dot{U}_1 найден по отношению к напряжению \dot{U}_2 , абсолютный угол напряжения \dot{U}_1 по отношению к \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 ,

$$\delta_{13} = \delta_{12} + \delta_{23} = 1,12^\circ - 2,87^\circ = -1,75^\circ; \quad \dot{U}_1 = U_1 \angle \delta_{13} = 197,3 \angle -1,75^\circ.$$

Задача 3. Определить напряжение в узле А 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 А $\dot{S}_A = (2 + j1,6)$ 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 сосредоточенную суммарную, включенную в центре питания распределенной нагрузки (точка B). Суммарная нагрузка $P = p\ell = 0,3 \cdot 1 = 0,3$ МВт.

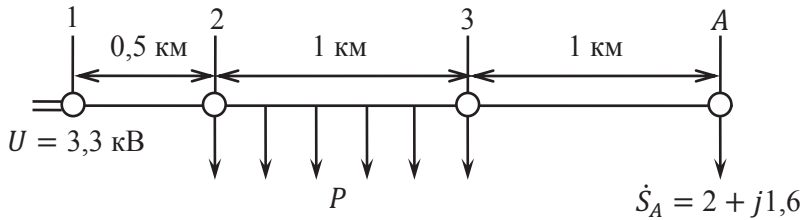


Рис. 3.7. Исходная схема

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.

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

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

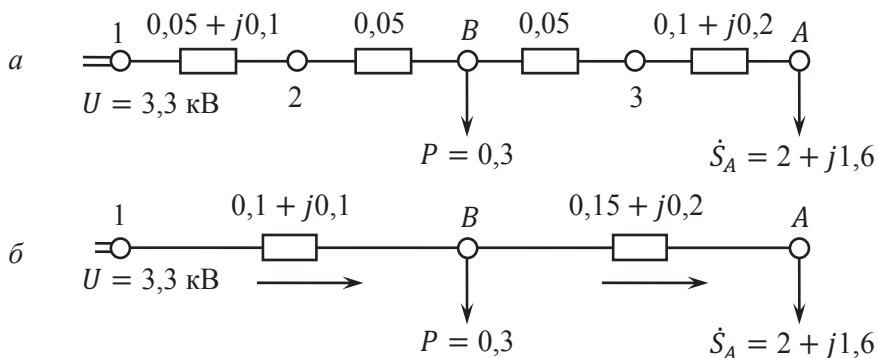


Рис. 3.8. Схема замещения сети:

а – исходная; б – эквивалентная

Напряжение узла B , кВ, в соответствии с направлением мощности

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

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

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

В сети с $U_{ном} = 3$ кВ поперечная составляющая падения напряжения мала и ею можно пренебречь, тогда $U_B = U_1 - \Delta U_{1B} = 3,3 - 0,118 = 3,182$ кВ.

Напряжение в узле А, $U_A = U_B - \Delta U_{AB}$,

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

Задача 4. Выполнить электрический расчет сети, показанной на рис. 3.9. На подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН-63000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением АС-400 на стальных опорах длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 100 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение в питающем узле 230 кВ.

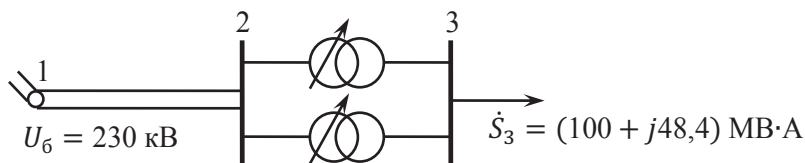


Рис. 3.9. Исходная схема сети

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.

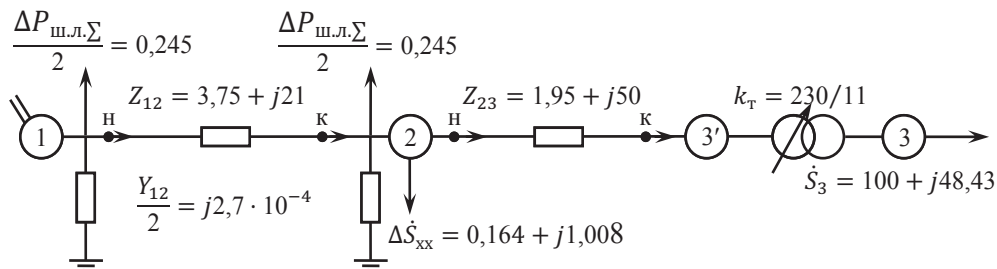


Рис. 3.10. Схема замещения сети

Параметры линии АС-400 определены по табл. 1.3.17–1.3.19 [2, с. 29–31]:

$$R_0 = 0,75 \text{ Ом/км}; \quad X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}, \quad B_0 = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\Delta P_{i.k.o} = (0,35; 1,02; 4,18) \text{ кВт/км}, \quad \Delta P_{y.t.o} = (0,069; 0,637; 1,061) \text{ кВт/км},$$

$$\frac{Y_{12}}{2} = \frac{Y_{\text{л}}}{2} = \frac{1}{2} j B_0 \ell n = \frac{1}{2} j 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 2 = j 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Z_{12} = Z_{\text{л}} = (R_0 + jX_0) \ell \cdot \frac{1}{n} = (0,75 + j0,42) \cdot 100 \cdot \frac{1}{2} = (3,75 + j21) \text{ Ом}.$$

При решении задачи используются упрощенные схемы замещения линии и трансформатора. Условно постоянные потери в линии на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам, а также потери в стали трансформаторов в соответствии с главой 2 могут быть учтены неизменными нагрузками.

Полные потери мощности в линии на корону

$$\Delta P_{k.\Sigma} = \Delta P_{k.o} \ell n = 1,85 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,37 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{k.o} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i.k.o}}{m} = \frac{0,35 + 1,02 + 4,18}{3} = 1,85 \text{ кВт/км}.$$

Полные потери мощности в линии за счет токов утечки по изоляторам

$$\Delta P_{y.t.\Sigma} = \Delta P_{y.t.o} \ell n = 0,59 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0,12 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{y.t.o} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i.y.t.o}}{m} = \frac{0,069 + 0,637 + 1,061}{3} = 0,59 \text{ кВт/км}.$$

Полные постоянные потери мощности в линии

$$\Delta P_{\text{ш.л.}\Sigma} = \Delta P_{k.\Sigma} + \Delta P_{y.t.\Sigma} = 0,37 + 0,12 = 0,49 \text{ МВт}.$$

Параметры трансформатора ТРДЦН-63000/220:

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

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{хх.з}} &= \Delta \dot{S}_{\text{хх.т}} n = (\Delta P_{\text{хх}} + j \Delta Q_{\text{хх}}) n = \\ &= (0,082 + j0,504) \cdot 2 = (0,164 + j1,008) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

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

Реактивная мощность нагрузки:

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

$$\dot{S}_3 = (100 + j48,43) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Итерационный процесс расчета установившегося режима сети складывается из прямого и обратного ходов. Прямой ход включает определение потоков

распределения в сети с учетом потерь мощности по приближенным напряжениям, обратный – связан с расчетом и уточнением напряжений узлов сети.

Прямой ход первой итерации. Для выполнения расчета потокораспределения необходимо задать начальные приближения напряжений в узлах сети.

Пусть $U_2^{(0)} = 220$ кВ, $U_{3'}^{(0)} = 210$ кВ.

Расчет потоков и потерь мощности, МВ·А, начинается с конца передачи (рис. 3.10). Поток в конце участка 2–3' совпадает с нагрузкой, так как участок 3'–3 является идеальным трансформатором:

$$\dot{S}_{23'}^{(1)} = \dot{S}_3 = (100 + j48,4);$$

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

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

$$\dot{S}_{12}^{(1)} = \dot{S}_{23}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{xx} + \frac{\Delta P_{ш.л.Σ}}{2} + \Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)};$$

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

$$\dot{S}_{12}^{(1)} = 100,55 + j62,5 + 0,164 + j1 + 0,245 - j13,07 = 100,96 + j50,43;$$

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

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{12}^{(1)} &= \left(\frac{\dot{S}_{12}^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 Z_{12} = \frac{(P_{12}^{(1)})^2 + (Q_{12}^{(1)})^2}{(U_2^{(0)})^2} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{100,96^2 + 50,43^2}{220^2} \cdot (3,75 + j21) = 0,99 + j5,53; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^{(1)} = 100,96 + j50,43 + 0,99 + j5,53 = 101,95 + j55,96.$$

На этом заканчивается прямой ход первой итерации. Учет потерь в шунте узла 1 в данном случае не требуется, так как шунт не влияет на параметры сети (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, которые ориентированы относительно известного вектора \dot{U}_1 : продольная – вдоль, поперечная – поперек вектора \dot{U}_1 , тогда

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

Связь векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 показана на векторной диаграмме напряжений участка сети 1–2, приведенной на рис. 3.11.

$$\Delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{\text{H}(1)} R_{12} + Q_{12}^{\text{H}(1)} X_{12}}{U_1} = \frac{101,95 \cdot 3,75 + 55,96 \cdot 21}{230} = 6,77 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{\text{H}(1)} X_{12} - Q_{12}^{\text{H}(1)} R_{12}}{U_1} = \frac{101,95 \cdot 21 - 55,96 \cdot 3,75}{230} = 8,39 \text{ кВ}.$$

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

$$\delta_{12}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{(1)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{(1)}} = \arctg \frac{-8,39}{230 - 6,77} = -2,15^\circ.$$

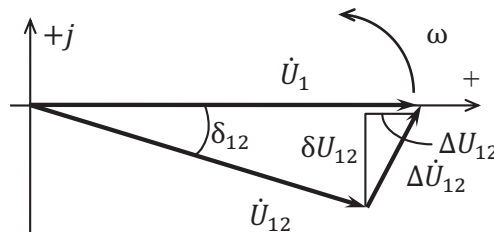


Рис. 3.11. Векторная диаграмма напряжений участка 1–2

Модуль вектора $\dot{U}_2^{(1)}$, кВ,

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(1)})^2 + (\delta U_{12}^{(1)})^2} = \sqrt{(230 - 6,77)^2 + 8,39^2} = 223,39.$$

Таким образом, $\dot{U}_2^{(1)} = 223,4 \angle -2,15^\circ$.

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

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

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

$$\Delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} R_{23} + Q_{23}^{H(1)} X_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{100,55 \cdot 1,95 + 62,5 \cdot 50,35}{223,4} = 14,96 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} X_{23} - Q_{23}^{H(1)} R_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{100,55 \cdot 50,35 - 62,5 \cdot 1,95}{223,4} = 22,12 \text{ кВ}.$$

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

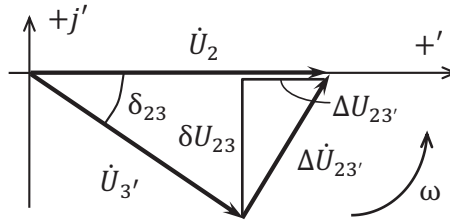


Рис. 3.12. Векторная диаграмма напряжений участка 2–3'

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

$$\delta_{23}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{23'}^{(1)}}{U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}} = \arctg \frac{-22,12}{223,4 - 14,96} = -6,06^\circ.$$

Модуль вектора $\dot{U}_{3'}^{(1)}$, кВ,

$$\begin{aligned} U_{3'}^{(1)} &= \sqrt{\left(U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{23'}^{(1)}\right)^2} = \\ &= \sqrt{(223,4 - 14,96)^2 + 22,12^2} = 209,6. \end{aligned}$$

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. Вектор напряжения в узле 3', $\dot{U}_{3'}$ имеет абсолютный угол

$$\delta_{13}^{(1)} = \delta_{12}^{(1)} + \delta_{23}^{(1)} = -2,15^\circ - 6,06^\circ = -8,21^\circ.$$

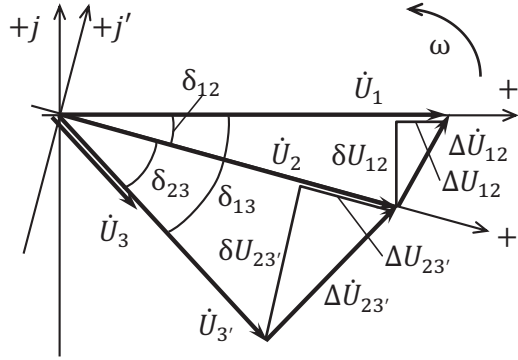


Рис. 3.13. Векторная диаграмма напряжений сети

Напряжение $\dot{U}_{3'}^{(1)}$, кВ, с абсолютным углом $\delta_{13}^{(1)} - \dot{U}_{3'}^{(1)} = 209,6 \angle -8,21^\circ$.

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

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{\dot{U}_{3'}^{(1)}}{k_T} = \frac{209,6 \angle -8,21^\circ}{230/11} = 10,02 \angle -8,21^\circ.$$

На этом закончена первая итерация расчета.

Прямой ход второй итерации. Вторая итерация отличается от первой только тем, что начальные приближения напряжений узлов заменяются на полученные в первой итерации.

Расчет потоков и потерь мощности, МВ·А:

$$\dot{S}_{23'}^{(2)} = \dot{S}_3 = 100 + j48,4;$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{23}^{(2)} &= \left(\frac{\dot{S}_{23}^{(2)}}{U_{3'}^{(1)}} \right)^2 Z_{23} = \frac{(P_{23'}^{(2)})^2 + (Q_{23'}^{(2)})^2}{(U_{3'}^{(1)})^2} (R_{23} + jX_{23}) = \\ &= \frac{100^2 + 48,4^2}{209,6^2} \cdot (1,95 + j50,35) = 0,55 + j14,15; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23}^{(2)} = \dot{S}_{23}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{23}^{(2)} = 100 + j48,4 + 0,55 + j14,15 = 100,55 + j62,55;$$

$$\dot{S}_{12}^{(2)} = \dot{S}_{23}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{xx} + \frac{\Delta P_{ш.л.Σ}}{2} + \Delta \dot{S}_{ш2}^{(2)}.$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш2}}^{(2)} = \frac{\hat{Y}_{12}}{2} \left(U_2^{(1)} \right)^2 = -j2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 223,4^2 = -j13,48;$$

$$\dot{S}_{12}^{\kappa(2)} = 100,55 + j62,55 + 0,164 + j1 + 0,245 - j13,48 = 100,96 + j50,07;$$

$$\dot{S}_{12}^{\text{н}(2)} = \dot{S}_{12}^{\kappa(2)} + \Delta \dot{S}_{12}^{(2)};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{12}^{(2)} &= \left(\frac{\dot{S}_{12}^{\kappa(2)}}{U_2^{(1)}} \right)^2 Z_{23} = \frac{\left(P_{12}^{\kappa(2)} \right)^2 + \left(Q_{12}^{\kappa(2)} \right)^2}{\left(U_2^{(1)} \right)^2} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{100,96^2 + 50,07^2}{223,4^2} \cdot (3,75 + j21) = 0,95 + j5,34; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^{\text{н}(2)} = 100,96 + j50,07 + 0,95 + j5,34 = 101,91 + j55,41.$$

На этом заканчивается прямой ход второй итерации. Учета потерь в шунте узла 1 в данном случае не требуется, так как шунт не влияет на параметры сети (узел 1 – шины бесконечной мощности).

Обратный ход второй итерации. Обратный ход позволяет уточнить напряжения узлов. Векторные диаграммы напряжений и токов построены качественно (без соблюдения масштабов) и поэтому не отличаются на первой и второй итерациях расчета сети. В соответствии с условным направлением потока (в данном случае совпадает с действительным), напряжение узла 2 можно выразить через известное напряжение питающего узла $\dot{U}_1 = \dot{U}_6$,

$$\dot{U}_2^{(2)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}^{(2)}, \quad \Delta \dot{U}_{12}^{(2)} = \Delta U_{12}^{(2)} + j\delta U_{12}^{(2)}.$$

Вектор падения напряжения на участке 1–2 $\left(\Delta \dot{U}_{12}^{(2)} \right)$ выражается через продольную $\left(\Delta U_{12}^{(2)} \right)$ и поперечную $\left(\delta U_{12}^{(2)} \right)$ составляющие, которые ориентированы относительно известного вектора \dot{U}_1 : продольная – вдоль, поперечная – поперек вектора \dot{U}_1 , тогда $\dot{U}_2^{(2)} = U_1 - \Delta U_{12}^{(2)} - j\delta U_{12}^{(2)}$.

Связь векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 показана на векторной диаграмме напряжений участка сети 1–2 (рис. 3.11).

$$\Delta U_{12}^{(2)} = \frac{P_{12}^{\text{н}(2)} R_{12} + Q_{12}^{\text{н}(2)} X_{12}}{U_1} = \frac{101,91 \cdot 3,75 + 55,41 \cdot 21}{230} = 6,72 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12}^{(2)} = \frac{P_{12}^{(2)} X_{12} - Q_{12}^{(2)} R_{12}}{U_1} = \frac{101,91 \cdot 21 - 55,41 \cdot 3,75}{230} = 8,40 \text{ кВ.}$$

Угол $\delta_{12}^{(2)}$ вектора $\dot{U}_2^{(2)}$ определяется по соотношению

$$\delta_{12}^{(2)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{(2)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{(2)}} = \arctg \frac{-8,40}{230 - 6,72} = -2,16^\circ.$$

Модуль вектора $\dot{U}_2^{(2)}$

$$U_2^{(2)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(2)})^2 + (\delta U_{12}^{(2)})^2} = \sqrt{(230 - 6,72)^2 + 8,40^2} = 223,44 \text{ кВ.}$$

Таким образом, $\dot{U}_2^{(2)} = 223,44 \angle -2,16^\circ$.

Аналогично предыдущему выполнен расчет напряжения узла 3' по отношению к $\dot{U}_2^{(2)}$:

$$\dot{U}_{3'}^{(2)} = \dot{U}_2^{(2)} - \Delta \dot{U}_{23'}^{(2)}, \quad \Delta \dot{U}_{23'}^{(2)} = \Delta U_{23'}^{(2)} + j\delta U_{23'}^{(2)}.$$

Теперь $\dot{U}_{3'}^{(2)} = U_2^{(2)} - \Delta U_{23'}^{(2)} - j\delta U_{23'}^{(2)}$,

$$\Delta U_{23'}^{(2)} = \frac{P_{23}^{(2)} R_{23} + Q_{23}^{(2)} X_{23}}{U_2^{(2)}} = \frac{100,55 \cdot 1,95 + 62,55 \cdot 50,35}{223,44} = 14,96 \text{ кВ;}$$

$$\delta U_{23'}^{(2)} = \frac{P_{23}^{(2)} X_{23} - Q_{23}^{(2)} R_{23}}{U_2^{(2)}} = \frac{100,55 \cdot 50,35 - 62,55 \cdot 1,95}{223,44} = 22,11 \text{ кВ.}$$

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

Угол $\delta_{23'}^{(2)}$ вектора $\dot{U}_{3'}^{(2)}$ по отношению к напряжению $\dot{U}_2^{(2)}$ определяется как

$$\delta_{23'}^{(2)} = \arctg \frac{-\delta U_{23'}^{(2)}}{U_2^{(2)} - \Delta U_{23'}^{(2)}} = \arctg \frac{-22,11}{223,44 - 14,96} = -6,06^\circ.$$

Модуль вектора $\dot{U}_{3'}^{(2)}$

$$\begin{aligned} U_{3'}^{(2)} &= \sqrt{(U_2^{(2)} - \Delta U_{23'}^{(2)})^2 + (\delta U_{23'}^{(2)})^2} = \\ &= \sqrt{(223,44 - 14,96)^2 + 22,11^2} = 209,65. \end{aligned}$$

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. Вектор напряжения в узле 3', $\dot{U}_{3'}^{(2)}$ имеет абсолютный угол

$$\delta_{13}^{(2)} = \delta_{12}^{(2)} + \delta_{23}^{(2)} = -2,16^\circ - 6,06^\circ = -8,22^\circ.$$

Таким образом, напряжение $\dot{U}_{3'}^{(2)}$, кВ, $\dot{U}_{3'}^{(2)} = 209,65 \angle -8,22^\circ$.

Напряжение на низшей стороне трансформатора совпадает по направлению с напряжением $\dot{U}_{3'}^{(2)}$ и определяется по выражению, кВ,

$$\dot{U}_3^{(2)} = \frac{\dot{U}_{3'}^{(2)}}{k_T} = \frac{209,65 \angle -8,22^\circ}{230/11} = 10,03 \angle -8,22^\circ.$$

На этом закончена вторая итерация расчета. Сравнение результатов расчетов на первой и второй итерациях (модулей и углов напряжений узлов) показывает, что параметры режима на соседних итерациях практически совпадают, следовательно, расчет сети закончен.

4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

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 заданной точностью.

Расчет базируется на применении правила электрических моментов для определения токов (потоков мощностей без учета потерь) в сети с последующим учетом потерь и уточнением параметров режима. Ток 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 ток равен сумме тока, найденного по правилу электрических моментов, и уравнивающего тока, обусловленного различием напряжений питающих узлов.

Головной ток \dot{I}_r (поток без учета потерь мощности \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 нагрузочных узлов i до питающего узла B , противоположного узлу A , принятому за головной)

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

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

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

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

Типовые задачи

Задача 1. Определить потокораспределение в сети, приведенной на рис. 4.1, без учета потерь мощности и генерации линий. Определить напряжения узлов и построить векторные диаграммы напряжений и токов. На схеме указаны нагрузки узлов, МВ·А, и сопротивления, Ом.

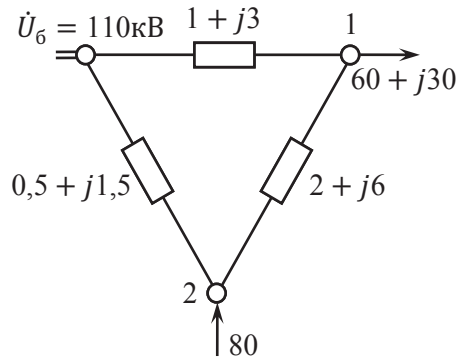


Рис. 4.1. Исходная схема

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).

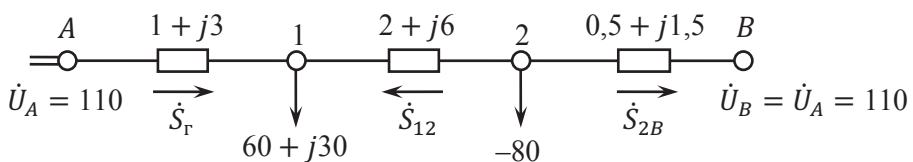


Рис. 4.2. Расчет кольца

В таком случае головной поток мощности, МВ·А,

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

Потоки мощности на участках 1–2 и 2–В определяются на основе нагрузочных мощностей, указанных на схеме (рис. 4.2), по первому закону Кирхгофа для узлов 1 и 2, МВ·А:

$$\dot{S}_{12} = 60 + j30 - 31,4 - j21,4 = 28,6 + j8,6;$$

$$\dot{S}_{2B} = 80 - j28,6 - j8,6 = 51,4 - j8,6.$$

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

Расчет напряжений в узлах, кВ,

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

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

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

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

$$\delta_{1A} = \arctg \frac{\delta U_{1A}}{U_A - \Delta U_{1A}} = \arctg \frac{-0,66}{110 - 0,87} = -0,4^\circ; \quad \dot{U}_1 = 109,13 \angle -0,4^\circ.$$

В соответствии с направлением потока на участке 1–2

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 + \Delta \dot{U}_{12}; \quad \dot{U}_2 = U_1 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

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

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

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

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

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

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

Расчет фазных токов нагрузок, кА:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3}U_1} = \frac{60 - j30}{109,13 \angle 0,4^\circ \cdot \sqrt{3}} = 0,315 - j0,158;$$

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{-80}{110,13 \angle -0,5^\circ \cdot \sqrt{3}} = -0,42 - j0,005.$$

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

$$i_{1A} = \frac{\sum i_i x_{iB}}{x_{AB}} = \frac{(0,315 - j0,158) \cdot 7,5 - (0,42 + j0,005) \cdot 1,5}{10,5} = 0,165 - j0,114;$$

$$i_{12} = 0,315 - j0,158 - (0,165 - j0,114) = 0,15 - j0,044;$$

$$i_{2B} = 0,42 + j0,005 - (0,15 - j0,044) = 0,27 + j0,049.$$

Результаты расчета установившегося режима сети показаны на рис. 4.3.

Векторная диаграмма токов и напряжений показана на рис. 4.4.

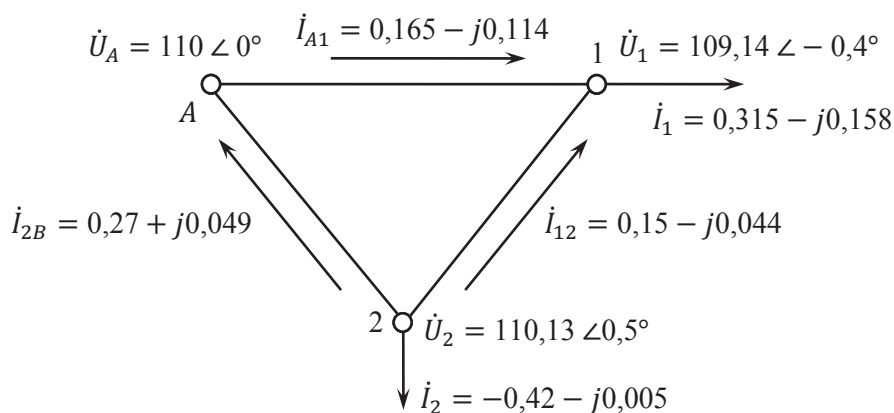


Рис. 4.3. Результаты расчета установившегося режима

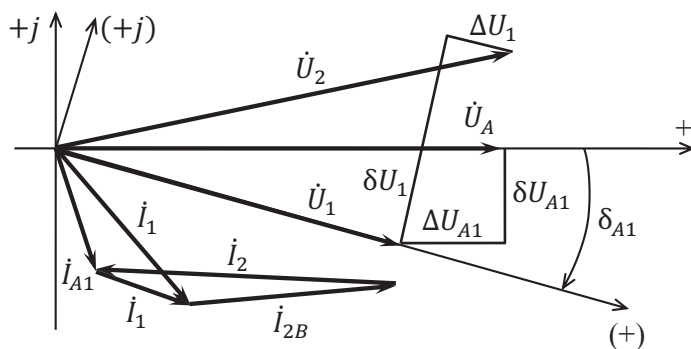


Рис. 4.4. Векторная диаграмма сети

Задача 2. Выполнить расчет установившегося режима сети с двухсторонним питанием с разными напряжениями по концам передачи, кВ: $\dot{U}_A = 115$, $\dot{U}_B = 110 \angle -1,4^\circ$. Определить напряжения узлов и построить векторные

диаграммы напряжений и токов. Схема замещения сети приведена на рис. 4.5, токи узлов указаны в килоамперах, сопротивления – в омах.

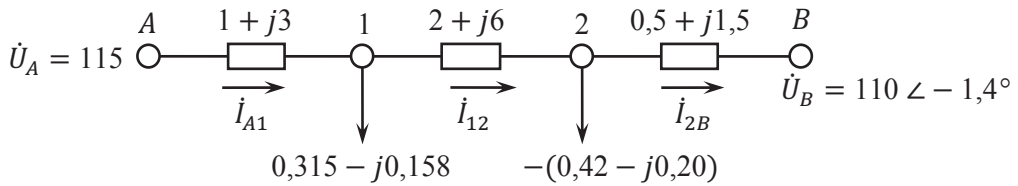


Рис. 4.5. Схема замещения сети

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}_r и \dot{I}_{yp} , $\dot{I}_{A1} = \dot{I}_r + \dot{I}_{yp}$.

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

$$\dot{I}_r = \frac{\sum \dot{I}_i r_{iB}}{r_{AB}} = \frac{(0,315 - j0,158) \cdot 2,5 - (0,42 - j0,2) \cdot 0,5}{3,5} = 0,165 - j0,084.$$

Уравнительный ток \dot{I}_{yp} , кА, обусловленный разницей напряжений \dot{U}_A и \dot{U}_B , определяется по формуле

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

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AB} &= \dot{U}_A - \dot{U}_B = 115 - 110 \angle -1,4^\circ = 115 - (109,97 - j2,69) = \\ &= (5,03 + j2,69) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

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

$$\dot{I}_{yp} = \frac{5,03 + j2,69}{\sqrt{3}(3,5 + j10,5)} = \frac{(5,03 + j2,69)(3,5 - j10,5)}{1,73(3,5^2 + 10,5^2)} = (0,216 - j0,204) \text{ кА}.$$

Токи в сети, кА:

$$\dot{I}_{A1} = \dot{I}_r + \dot{I}_{yp} = 0,165 - j0,084 + 0,216 - j0,204 = 0,381 - j0,288;$$

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_{A1} - \dot{I}_1 = 0,381 - j0,288 - (0,315 - j0,158) = 0,066 - j0,130;$$

$$\dot{I}_{2B} = \dot{I}_{12} - \dot{I}_2 = 0,066 - j0,130 + (0,42 - j0,20) = 0,486 - j0,33.$$

Результаты расчета токов в сети показаны на рис. 4.6.

Определение напряжений в сети, кВ:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A1} = \dot{U}_A - \sqrt{3} \dot{I}_{A1} Z_{A1} = 115 - \sqrt{3} \cdot (0,381 - j0,288)(1 + j3) = \\ &= 115 - (2,15 - j1,48) = 112,85 - j1,48 = 112,86 \angle -0,75^\circ.\end{aligned}$$

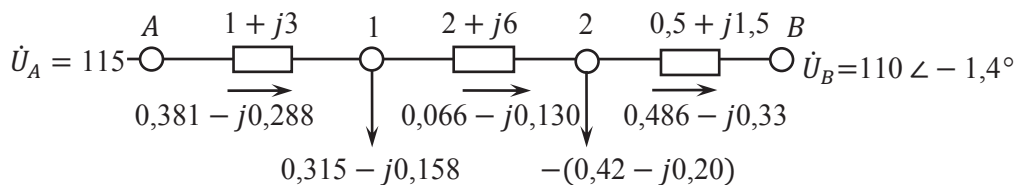


Рис. 4.6. Схема замещения сети

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12} = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_{12} Z_{12} = \\ &= 112,85 - j1,48 - \sqrt{3} \cdot (0,066 - j0,13)(2 + j6) = \\ &= 112,85 - j1,48 - 1,58 - j0,24 = 111,27 - j1,72 = 111,28 \angle -0,89^\circ;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_B &= \dot{U}_2 - \Delta \dot{U}_{2B} = \dot{U}_2 - \sqrt{3} \dot{I}_{2B} Z_{2B} = \\ &= 111,27 - j1,72 - \sqrt{3} \cdot (0,486 - j0,33)(0,5 + j1,5) = \\ &= 111,27 - j1,72 - 1,276 - j0,97 = 109,99 - j2,69 = 110,02 \angle -1,4^\circ.\end{aligned}$$

Определение напряжения в узле B выполняется в целях проверки правильности расчета сети. Как видно из сравнения заданного и расчетного напряжений узла B , точность расчета достаточно высокая,

$$\dot{U}_{B, \text{задан}} = 110 \angle -1,4^\circ \approx \dot{U}_{B, \text{расч}} = 110,02 \angle -1,4^\circ.$$

Векторная диаграмма токов и напряжений показана на рис. 4.7.

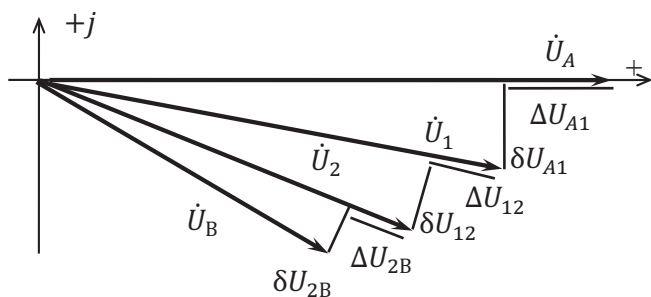


Рис. 4.7. Векторная диаграмма напряжений сети

После определения напряжений и токов можно найти недостающие параметры установившегося режима – потоки и потери мощности в сети.

Задача 3. Выполнить две итерации расчета максимального установившегося режима кольцевой электрической сети в мощностях, построить векторные диаграммы токов и напряжений. Схема замещения сети приведена на рис. 4.8.

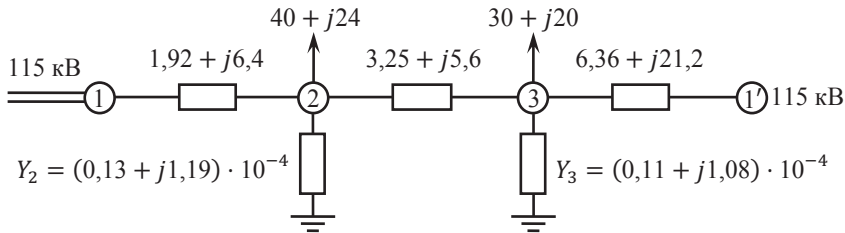


Рис. 4.8. Схема замещения сети

Решение задачи. Алгоритм расчета сети.

Первая итерация расчета сети.

1) Расчет установившегося режима начинается с задания начальных приближений напряжений узлов, пусть $\dot{U}_2^{(0)} = \dot{U}_3^{(0)} = \dot{U}_1 = \dot{U}_{1'} = 115 \text{ кВ}$.

2) Определение эквивалентных мощностей узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_{i3}^{(1)} = \dot{S}_i + \Delta \dot{S}_{\text{ш}i}^{(1)};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}i}^{(1)} = \left(U_i^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_{\text{ш}i};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}2}^{(1)} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_{\text{ш}2} = 115^2 \cdot (0,13 - j1,19) \cdot 10^{-4} = 0,17 - j1,57;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}3}^{(1)} = \left(U_3^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_{\text{ш}3} = 115^2 \cdot (0,11 - j1,08) \cdot 10^{-4} = 0,15 - j1,43;$$

$$\dot{S}_{23}^{(1)} = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{\text{ш}2}^{(1)} = 40 + j24 + 0,17 - j1,57 = 40,17 + j22,43;$$

$$\dot{S}_{33}^{(1)} = \dot{S}_3 + \Delta \dot{S}_{\text{ш}3}^{(1)} = 30 + j20 + 0,15 - j1,43 = 30,15 + j18,57.$$

Схема замещения сети с указанными на ней эквивалентными нагрузками на первой итерации расчета и условным направлением головного потока показана на рис. 4.9.

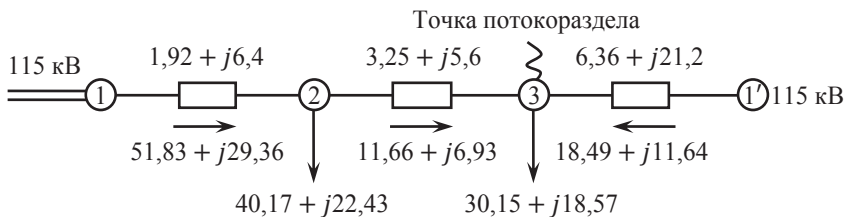


Рис. 4.9. Потокораспределение в сети без учета потерь мощности

3) Определение потокораспределения в сети с двухсторонним питанием без учета потерь мощности на первой итерации.

Анализ электрической сети показывает, что сеть не является однородной, так как отношение величины активного сопротивления к реактивному на участках сети различно ($R/X - \text{var}$). В таком случае головной поток \dot{S}_r в соответствии с условным направлением потока, указанным на рис. 4.9, можно определить по правилу электрических моментов

$$\dot{S}_r = \frac{\sum \dot{S}_i \hat{Z}_{i1'}}{\hat{Z}_{11'}}.$$

Головной поток, МВ·А,

$$\begin{aligned}\dot{S}_r^{(1)} &= \frac{(40,17 + j22,43)(9,61 - j26,80) + (30,15 + j18,57)(6,36 - j21,20)}{11,53 - j33,3} = \\ &= 51,83 + j29,36.\end{aligned}$$

Потоки на остальных участках сети определяются по первому закону Кирхгофа, МВ·А:

$$\dot{S}_{23}^{(1)} = \dot{S}_r^{(1)} - \dot{S}_{32}^{(1)} = 51,83 + j29,36 - (40,17 + j22,43) = 11,66 + j6,93;$$

$$\dot{S}_{31'}^{(1)} = \dot{S}_{23}^{(1)} - \dot{S}_{33}^{(1)} = 11,66 + j6,93 - (30,15 + j18,57) = -(18,49 + j11,64).$$

4) Выбор точки потокораздела сети.

Потокораспределение в сети с двухсторонним питанием без учета потерь мощности приведено на рис. 4.9. Как видно из рисунка, поток мощности меняет направление по отношению к условному в узле 3, следовательно, точка потоко-раздела – узел 3.

5) Учет потерь мощности в сети с двухсторонним питанием.

Процесс учета потерь мощности в сети с двухсторонним питанием сводится к итерационному процессу. При этом возникает внутренний итерационный процесс уточнения потерь в сети с двухсторонним питанием при заданных приближенно (на первой внешней итерации расчета) эквивалентных мощностях узлов.

Для учета потерь мощности применяется искусственный прием разрезания сети с двухсторонним питанием по точке потоко-раздела на две разомкнутые

схемы (участок 1–2–3' и участок 1'–3''). Левая часть схемы – участок 1–2–3', правая – участок 1'–3''. Узел 3 делится на два узла 3' и 3'', нагрузка узла 3 распределяется между узлами 3' ($\dot{S}_{3'}^{(1)}$) и 3'' ($\dot{S}_{3''}^{(1)}$). На первой внутренней итерации расчета поток делится на основании найденного потокораспределения в сети без учета потерь мощности (см. рис. 4.10), при этом

$$\dot{S}_{33}^{(1)} = \dot{S}_{3'}^{(1)} + \dot{S}_{3''}^{(1)}.$$

Таким образом, $\dot{S}_{3'}^{(1)} = (11,66 + j6,93) \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $\dot{S}_{3''}^{(1)} = (18,49 + j11,64) \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Теперь можно независимо выполнить расчеты установившихся режимов двух разомкнутых схем. Начальное приближение напряжений в узлах 2 и 3 ранее принято 115 кВ.

Первая итерация внутреннего итерационного расчета (участок 1–2–3').

Потоки мощности, МВ·А:

$$\dot{S}_{23'}^{(1)} = \dot{S}_{3'}^{(1)} = 11,66 + j6,93;$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{23'}^{(1)} &= \frac{\left(P_{23'}^{(1)}\right)^2 + \left(Q_{23'}^{(1)}\right)^2}{\left(U_3^{(0)}\right)^2} Z_{23} = \\ &= \frac{11,66^2 + 6,93^2}{115^2} \cdot (3,25 + j5,6) = 0,045 + j0,078; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23'}^{(1)} = \dot{S}_{23'}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{23'}^{(1)} = 11,66 + j6,9 + 0,045 + j0,078 = 11,7 + j7,01;$$

$$\dot{S}_{12}^{(1)} = \dot{S}_{23'}^{(1)} + \dot{S}_2 = 11,7 + j7,01 + 40,17 + j22,43 = 51,87 + j29,44;$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{12}^{(1)} &= \frac{\left(P_{12}^{(1)}\right)^2 + \left(Q_{12}^{(1)}\right)^2}{\left(U_2^{(0)}\right)^2} Z_{12} = \\ &= \frac{51,87^2 + 29,44^2}{115^2} \cdot (1,92 + j6,4) = 0,516 + j1,72; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^{(1)} = \dot{S}_{12}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{12}^{(1)} = 51,87 + j29,44 + 0,516 + j1,72 = 52,38 + j31,16.$$

Обратный ход первой итерации с уточнением напряжений, кВ, в левой части схемы:

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

$$\Delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} R_{12} + Q_{12}^{H(1)} X_{12}}{U_1} = \frac{52,38 \cdot 1,92 + 31,16 \cdot 6,4}{115} = 2,6;$$

$$\delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} X_{12} - Q_{12}^{H(1)} R_{12}}{U_1} = \frac{52,38 \cdot 6,4 - 31,16 \cdot 1,92}{115} = 2,4;$$

$$U_2^{(1)} = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_{12}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{12}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(115 - 2,6)^2 + 2,4^2} = 112,43;$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{(1)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{(1)}} = \arctg \frac{-2,4}{115 - 2,6} = -1,22^\circ;$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = 112,43 \angle -1,22^\circ.$$

Вектор напряжения узла 3' определяется по напряжению узла 2, кВ:

$$\dot{U}_{3'}^{(1)} = \dot{U}_2^{(1)} - \Delta \dot{U}_{23'}^{(1)};$$

$$\Delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23'}^{H(1)} R_{23} + Q_{23'}^{H(1)} X_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{11,7 \cdot 3,25 + 7,01 \cdot 5,6}{112,43} = 0,68 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_{23'}^{H(1)} X_{23} - Q_{23'}^{H(1)} R_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{11,7 \cdot 5,6 - 7,01 \cdot 3,25}{112,43} = 0,38 \text{ кВ};$$

$$U_{23'}^{(1)} = \sqrt{\left(U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{23'}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(112,4 - 0,68)^2 + 0,38^2} = 111,72 \text{ кВ};$$

$$\delta_{3'2}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{23'}^{(1)}}{U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}} = \arctg \frac{-0,38}{112,43 - 0,68} = -0,2^\circ;$$

$$\dot{U}_{3'}^{(1)} = 111,72 \angle (-0,2^\circ - 1,22^\circ) = 111,72 \angle -1,42^\circ.$$

Первая итерация внутреннего итерационного расчета (участок 1'–3'').

Потоки мощности, МВ·А:

$$\dot{S}_{1'3'}^{K(1)} = \dot{S}_{3''}^{(1)} = 18,49 + j11,64;$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{1'3''}^{(1)} &= \frac{\left(P_{1'3'}^{K(1)}\right)^2 + \left(Q_{1'3'}^{K(1)}\right)^2}{\left(U_3^{(0)}\right)^2} Z_{13} = \\ &= \frac{18,49^2 + 11,64^2}{115^2} \cdot (6,36 + j21,2) = 0,23 + j0,76; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1'3''}^{H(1)} = \dot{S}_{1'3''}^{K(1)} + \Delta \dot{S}_{1'3''}^{(1)} = 18,49 + j11,64 + 0,23 + j0,76 = 18,72 + j12,40.$$

Обратный ход первой итерации с уточнением напряжений в правой части схемы, кВ:

$$\dot{U}_{3''}^{(1)} = \dot{U}_{1'} - \Delta \dot{U}_{1'3''}^{(1)};$$

$$\Delta U_{1'3''}^{(1)} = \frac{P_{1'3''}^{H(1)} R_{1'3''} + Q_{1'3''}^{H(1)} X_{1'3''}}{U_1} = \frac{18,72 \cdot 6,36 + 12,4 \cdot 21,2}{115} = 3,33;$$

$$\delta U_{1'3''}^{(1)} = \frac{P_{1'3''}^{H(1)} X_{1'3''} - Q_{1'3''}^{H(1)} R_{1'3''}}{U_1} = \frac{18,72 \cdot 21,2 - 12,4 \cdot 6,36}{115} = 2,76;$$

$$U_{1'3''}^{(1)} = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_{1'3''}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{1'3''}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(115 - 3,33)^2 + 2,76^2} = 111,7;$$

$$\delta_{3''1'}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{1'3''}^{(1)}}{U_1 - \Delta U_{1'3''}^{(1)}} = \arctg \frac{-2,76}{115 - 3,33} = -1,43^\circ;$$

$$\dot{U}_{3''}^{(1)} = 111,7 \angle -1,4^\circ.$$

Результаты расчета установившихся режимов обеих разомкнутых схем на первой итерации показаны на рис. 4.10. Напряжения в точках 3' и 3'' не совпадают, следовательно, необходимо уточнить распределение мощности узла 3 между узлами 3' и 3''. Это уточнение можно выполнить с помощью наложения уравнивающего потока, обусловленного различием напряжений в узлах 3' и 3''.

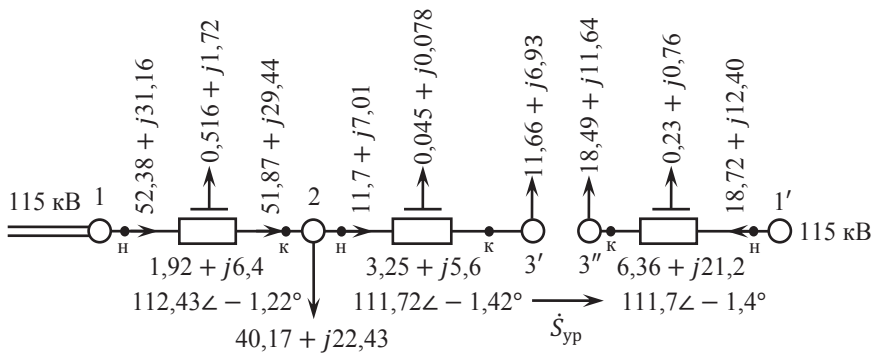


Рис. 4.10. Результаты первой итерации

Уравнивающий поток может быть найден по выражению

$$\dot{S}_{ур} = \frac{U_{3'}^* - U_{3''}^*}{\hat{Z}_{11'}} \cdot \frac{\dot{U}_{3'} + \dot{U}_{3''}}{2};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{yp}} &= \frac{111,72 \angle 1,42^\circ - 111,7 \angle 1,4^\circ}{11,53 - j33,2} \cdot \frac{111,72 \angle 1,42^\circ + 111,7 \angle -1,4^\circ}{2} = \\ &= (-0,065 + j0,16) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Далее выполняется уточнение распределения мощности узла 3 между узлами 3' и 3'' и определение $\dot{S}_{3'}^{(2)}$ и $\dot{S}_{3''}^{(2)}$. В соответствии с направлением уравнительного потока, показанного на рис. 4.10, мощности узлов 3' и 3'' на второй внутренней итерации расчета определяются по соотношениям

$$\dot{S}_{3'}^{(2)} = \dot{S}_{3'}^{(1)} + \dot{S}_{\text{yp}}; \quad \dot{S}_{3''}^{(2)} = \dot{S}_{3''}^{(1)} - \dot{S}_{\text{yp}}.$$

При этом нагрузка узла 3 остается неизменной, $\dot{S}_{3\pm} = \dot{S}_{3'}^{(2)} + \dot{S}_{3''}^{(2)}$.

Коррекция мощностей в узлах 3' и 3'', МВ·А,

$$\dot{S}_{3'}^{(2)} = 11,66 + j6,93 + (-0,065 + j0,16) = 11,59 + j7,09;$$

$$\dot{S}_{3''}^{(2)} = 18,49 + j11,67 - (-0,065 + j0,16) = 18,56 + j11,41.$$

Вторая внутренняя итерация расчета (участок 1–2–3').

Вторая итерация выполняется аналогично первой с использованием напряжений, полученных в первой итерации расчета.

Потоки, МВ·А:

$$\dot{S}_{23'}^{(2)} = \dot{S}_{3'}^{(2)} = 11,59 + j7,09;$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{23'}^{(2)} &= \frac{\left(P_{23'}^{(2)}\right)^2 + \left(Q_{23'}^{(2)}\right)^2}{\left(U_3^{(1)}\right)^2} Z_{23} = \\ &= \frac{11,59^2 + 7,09^2}{111,75^2} \cdot (3,25 + j5,6) = 0,05 + j0,08;\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23'}^{(2)} = \dot{S}_{23'}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{23'}^{(2)} = 11,59 + j7,09 + 0,05 + j0,08 = 11,64 + j7,17;$$

$$\dot{S}_{12}^{(2)} = \dot{S}_{23'}^{(2)} + \dot{S}_2 = 11,64 + j7,17 + 40,17 + j22,43 = 51,81 + j29,6;$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{12}^{(2)} &= \frac{\left(P_{12}^{(2)}\right)^2 + \left(Q_{12}^{(2)}\right)^2}{\left(U_2^{(1)}\right)^2} Z_{12} = \\ &= \frac{51,81^2 + 29,6^2}{112,43^2} \cdot (1,92 + j6,4) = 0,54 + j1,80;\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^{H(2)} = \dot{S}_{12}^{K(2)} + \Delta \dot{S}_{12}^{(2)} = 51,89 + j29,6 + 0,54 + j1,80 = 52,43 + j31,40.$$

Обратный ход второй итерации с уточнением напряжений, кВ,

$$\dot{U}_2^{(2)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}^{(2)};$$

$$\Delta \dot{U}_{12}^{(2)} = \Delta U_{12}^{(2)} + j\delta U_{12}^{(2)};$$

$$\Delta U_{12}^{(2)} = \frac{P_{12}^{H(2)} R_{12} + Q_{12}^{H(2)} X_{12}}{U_1} = \frac{52,43 \cdot 1,92 + 31,40 \cdot 6,4}{115} = 2,62;$$

$$\delta U_{12}^{(2)} = \frac{P_{12}^{H(2)} X_{12} - Q_{12}^{H(2)} R_{12}}{U_1} = \frac{52,43 \cdot 6,4 - 31,40 \cdot 1,92}{115} = 2,39;$$

$$U_2^{(2)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(2)})^2 + (\delta U_{12}^{(2)})^2} = \sqrt{(115 - 2,62)^2 + 2,39^2} = 112,41;$$

$$\delta_{21}^{(2)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{(2)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{(2)}} = \arctg \frac{-2,39}{115 - 2,62} = -1,22^\circ;$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = 112,41 \angle -1,22^\circ;$$

$$\dot{U}_{3'}^{(2)} = \dot{U}_2^{(2)} - \Delta \dot{U}_{23'}^{(2)}$$

$$\Delta U_{23'}^{(2)} = \frac{P_{23'}^{H(2)} R_{23} + Q_{23'}^{H(2)} X_{23}}{U_2^{(2)}} = \frac{11,59 \cdot 3,25 + 7,09 \cdot 5,6}{112,41} = 0,69;$$

$$\delta U_{23'}^{(2)} = \frac{P_{23'}^{H(2)} X_{23} - Q_{23'}^{H(2)} R_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{11,59 \cdot 5,6 - 7,09 \cdot 3,25}{112,41} = 0,372;$$

$$U_{23'}^{(2)} = \sqrt{(U_2^{(2)} - \Delta U_{23'}^{(2)})^2 + (\delta U_{23'}^{(2)})^2} = \sqrt{(112,41 - 0,69)^2 + 0,372^2} = 111,72;$$

$$\delta_{3'2}^{(2)} = \arctg \frac{-\delta U_{23'}^{(2)}}{U_2^{(2)} - \Delta U_{23'}^{(2)}} = \arctg \frac{-0,372}{112,41 - 0,69} = -0,19^\circ;$$

$$\dot{U}_{3'}^{(2)} = 111,72 \angle (-0,19^\circ - 1,22^\circ) = 111,72 \angle -1,41^\circ.$$

Вторая внутренняя итерация расчета (участок 1'–3'').

Потоки, МВ·А:

$$\dot{S}_{1'3''}^{K(2)} = \dot{S}_{3''}^{(2)} = 18,56 + j11,41;$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{1'3''}^{(2)} &= \frac{\left(P_{1'3'}^{K(2)}\right)^2 + \left(Q_{1'3'}^{K(2)}\right)^2}{\left(U_{3''}^{(1)}\right)^2} Z_{13} = \\ &= \frac{18,56^2 + 11,41^2}{111,7^2} \cdot (6,36 + j21,2) = 0,24 + j0,81;\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1'3''}^{H(2)} = \dot{S}_{1'3''}^{K(2)} + \Delta \dot{S}_{1'3''}^{(2)} = 18,56 + j11,41 + 0,24 + j0,81 = 18,8 + j12,22.$$

Обратный ход второй итерации с уточнением напряжений в правой части схемы, кВ,

$$\begin{aligned}\dot{U}_{3''}^{(2)} &= \dot{U}_{1'} - \Delta \dot{U}_{1'3''}^{(2)}; \\ \Delta U_{1'3''}^{(2)} &= \frac{18,8 \cdot 6,36 + 12,22 \cdot 21,2}{115} = 3,31; \\ \delta U_{1'3''}^{(2)} &= \frac{18,8 \cdot 21,2 - 12,22 \cdot 6,36}{115} = 2,79; \\ U_{1'3''}^{(2)} &= \sqrt{(115 - 3,31)^2 + 2,79^2} = 111,72; \\ \delta_{3''1'}^{(2)} &= \arctg \frac{-2,79}{115 - 3,31} = -1,43^\circ; \\ \dot{U}_{3''}^{(2)} &= 111,72 \angle -1,43^\circ.\end{aligned}$$

Результаты расчета установившихся режимов обеих разомкнутых схем после второй внутренней итерации показаны на рис. 4.11. Векторные диаграммы напряжений и токов – на рис. 4.12. Значение напряжения в узле 3 усредняется и принимается равным среднему значению справа и слева, кВ,

$$\dot{U}_3 = \frac{\dot{U}_{3'}^{(2)} + \dot{U}_{3''}^{(2)}}{2} = \frac{111,72 \angle -1,41^\circ + 111,72 \angle -1,43^\circ}{2} = 111,72 \angle -1,42^\circ.$$

Вторая внешняя итерация расчета выполняется аналогично первой и начинается с пункта 2, при этом следует уточнить эквивалентные нагрузки узлов с использованием уточненных напряжений в узлах.

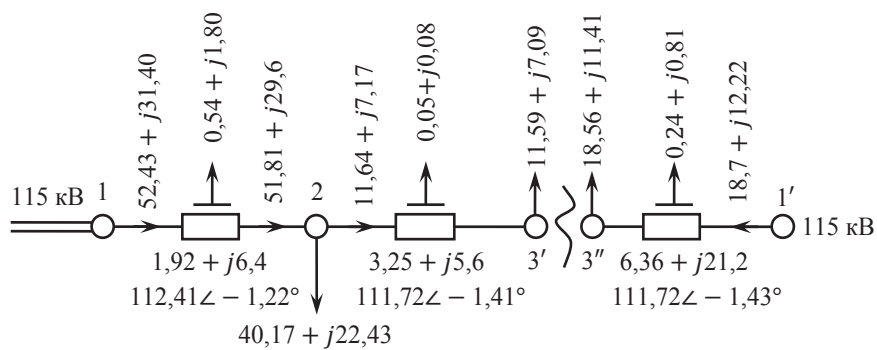


Рис. 4.11. Результаты второй итерации

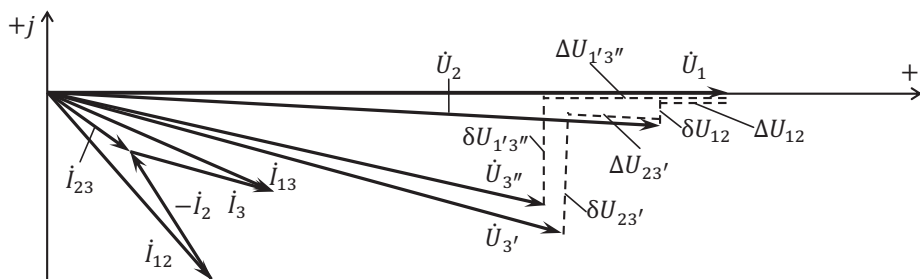


Рис. 4.12. Векторная диаграмма напряжений и токов

5. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Методы расчета режимов сложноразомкнутых сетей

Сложноразомкнутой электрической сетью является сеть, содержащая не менее двух зависимых контуров. Зависимыми считаются контуры, имеющие хотя бы одну общую ветвь. Параметры установившихся режимов связаны между собой нелинейными зависимостями, потому, независимо от метода расчета, получение параметров установившихся режимов сложноразомкнутых электрических сетей сводится к итерационному процессу.

Совокупность итерационных методов расчета параметров установившихся режимов сложноразомкнутых электрических сетей можно разделить на две группы: методы эквивалентирования или преобразования сложноразомкнутых электрических сетей; методы, связанные с записью и решением систем уравнений установившихся режимов [3].

Содержанием методов преобразования сложноразомкнутых электрических сетей является использование приемов преобразования активных и пассивных схем для получения разомкнутых электрических сетей или сетей с двухсторонним питанием. Выполняются расчеты параметров установившихся режимов простейших сетей и обратное их преобразование к сложноразомкнутым.

Определение параметров установившихся режимов можно выполнить с помощью систем уравнений установившихся режимов. Установившийся режим может быть описан с помощью довольно многочисленной группы методов расчета. Наибольшее распространение получили методы расчета, в основе которых лежат: уравнения узловых напряжений (УУН); контурные уравнения (КУ); коэффициенты распределения (КР).

При успешной сходимости итерационного процесса расчета установившегося режима критерием окончания итерационного процесса является достижение требуемой точности по модулям и углам напряжений всех узлов сети.

Типовые задачи

Задача 1. Определить потокораспределение в сети, приведенной на рис. 5.1, методом преобразования. На схеме указаны длины линий в километрах, все линии выполнены проводом АС-240, нагрузки узлов заданы в мегавольт-амперах. Расчет выполнить без учета генерации и потерь мощности в сети.

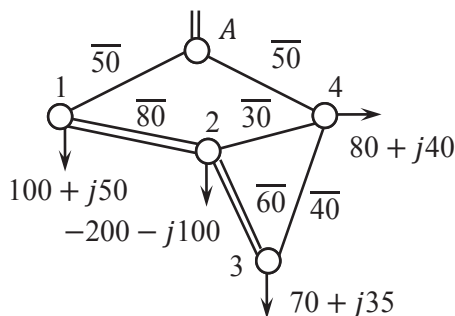


Рис. 5.1. Схема сети

Решение задачи. Сеть выполнена одним сечением провода, следовательно, является однородной ($R/X = \text{const}$). Определение потокораспределения в сети выполняется без расчета параметров схемы замещения по эквивалентным длинам (ℓ/n). В таком случае эквивалентные длины линий: $\ell_{23} = 60/2 = 30$ км; $\ell_{12} = 80/2 = 40$ км. Эквивалентные длины остальных линий равны их фактическим длинам.

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, которые разносятся соответственно по узлам 2 и 4. Нагрузка между узлами разносится обратно пропорционально сопротивлениям ветвей до узлов, в которые разносится нагрузка, 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 рассматриваемая сеть однородна, сопротивления можно заменить эквивалентными длинами:

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

В таком случае доли нагрузки узла 3, отнесенные в узлы 2 и 4, МВ·А,

$$\dot{S}'_3 = (70 + j35) \cdot \frac{40}{40 + 30} = 40 + j20;$$

$$\dot{S}''_3 = (70 + j35) \cdot \frac{30}{40 + 30} = 30 + j15.$$

Новые значения мощностей в узлах 2 и 4, МВ·А,

$$\dot{S}_2^H = -200 - j100 + 40 + j20 = -160 - j80;$$

$$\dot{S}_4^H = 80 + j40 + 30 + j15 = 110 + j55.$$

В результате преобразования получена схема, показанная на рис. 5.2, а.

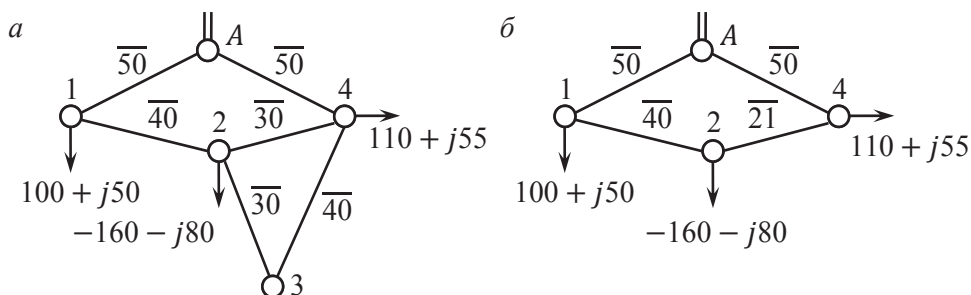


Рис. 5.2. Упрощение сети:

а – первый шаг; б – второй шаг

Поскольку узел 3 стал пассивным (без нагрузки), на втором шаге преобразования производится эквивалентирование пассивной сети: эквивалентные длины ℓ_{23} и ℓ_{34} соединяются последовательно (суммарная длина обозначена как ℓ'_{24}), а затем эквивалентные длины ℓ_{24} и ℓ'_{24} соединяются параллельно (эквивалентная длина обозначена как ℓ_{24}^H), км:

$$\ell'_{24} = \ell_{23} + \ell_{34} = 30 + 40 = 70;$$

$$\ell_{24}^H = \frac{\ell_{24} \ell'_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = \frac{30 \cdot 70}{30 + 70} = 21.$$

Преобразованная схема изображена на рис. 5.2, б.

Расчет кольца выполняется с использованием правила моментов в мощностях и длинах (рис. 5.3), поток мощности на головном участке, МВ·А,

$$\begin{aligned}\dot{S}_r &= \frac{\dot{S}_4^H \ell_{4B} - \dot{S}_2^H \ell_{2B} + \dot{S}_1 \ell_{1B}}{\ell_{AB}} = \\ &= \frac{(100 + j50) \cdot 111 - (160 + j80) \cdot 71 + (110 + j55) \cdot 50}{50 + 21 + 40 + 50} = 32,54 + j16,27.\end{aligned}$$

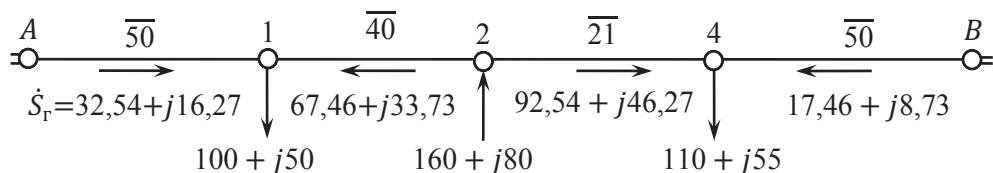


Рис. 5.3. Расчет кольца

Потоки мощности на других участках определяются по первому закону Кирхгофа, МВ·А:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_r - \dot{S}_1 = 32,54 + j16,27 - 100 - j50 = -67,46 - j33,73;$$

$$\dot{S}_{24}^H = \dot{S}_{12} + \dot{S}_2^H = -67,46 - j33,73 + 160 + j80 = 92,54 + j46,27;$$

$$\dot{S}_{4B} = \dot{S}_{24}^H - \dot{S}_4^H = 92,54 + j46,27 - 110 - j55 = -17,46 - j8,73.$$

Результаты расчета потокораспределения в кольце показаны на рис. 5.3. На участке 2–4 указана мощность, которая в действительности протекает по двум параллельным ветвям 2–4 и 2–3–4.

При выполнении обратного преобразования (возвращение к схеме, показанной на рис. 5.2, а) необходимо определить потоки мощности, протекающие по каждой из линий 2–4 ($\ell_{24} = 30$) и 2–3–4 ($\ell'_{24} = 70$).

Потоки распределяются обратно пропорционально длинам, МВ·А:

$$\dot{S}_{24} = \dot{S}_{24}^H \frac{\ell'_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = (92,54 + j46,27) \cdot \frac{70}{30 + 70} = 64,78 + j32,39;$$

$$\dot{S}_{234} = \dot{S}_{24}^H \frac{\ell_{24}}{\ell_{24} + \ell'_{24}} = (92,54 + j46,27) \cdot \frac{30}{30 + 70} = 27,76 + j13,88.$$

При возвращении нагрузки в узел 3 (схема соответствует рис. 5.4) возникает 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} . Действительные потоки мощности на участках 2–3 и 3–4, МВ·А:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}'_{24} + \dot{S}'_3 = 27,76 + j13,88 + 40 + j20 = 67,76 + j33,88;$$

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}'_{24} + \dot{S}''_3 = 27,76 + j13,88 - 30 - j15 = -2,24 - j1,12.$$

Результаты расчета потокораспределения в сети изображены на рис. 5.5.

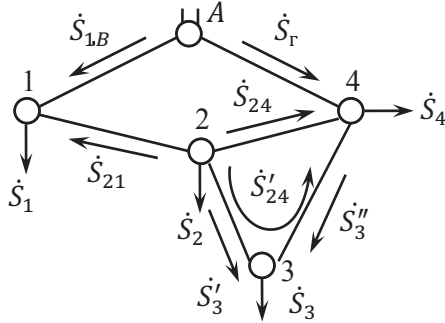


Рис. 5.4. Обратное преобразование сети

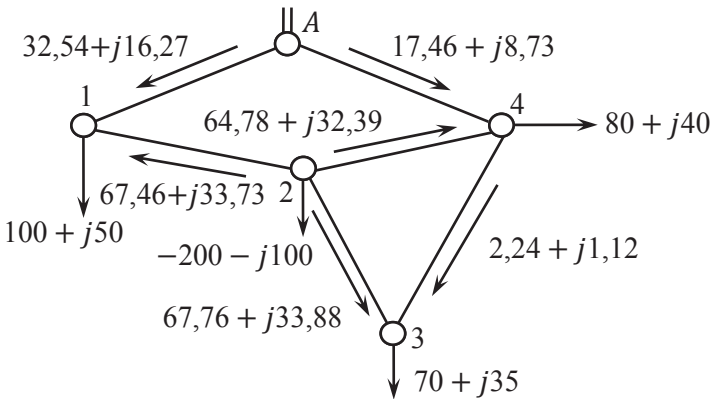


Рис. 5.5. Результаты расчета потокораспределения в сети

Задача 2. Выполнить методом преобразования расчет установившегося режима с учетом генерации линий и потерь мощности сложнзамкнутой сети, показанной на рис. 5.6. Номинальное напряжение сети 110 кВ, напряжение в базисном узле 120 кВ. Сеть состоит из воздушных линий электропередачи, нагрузки узлов заданы в мегавольт-амперах. Параметры сети (сопротивления в омах, проводимости в сименсах) указаны на схеме замещения (рис. 5.7).

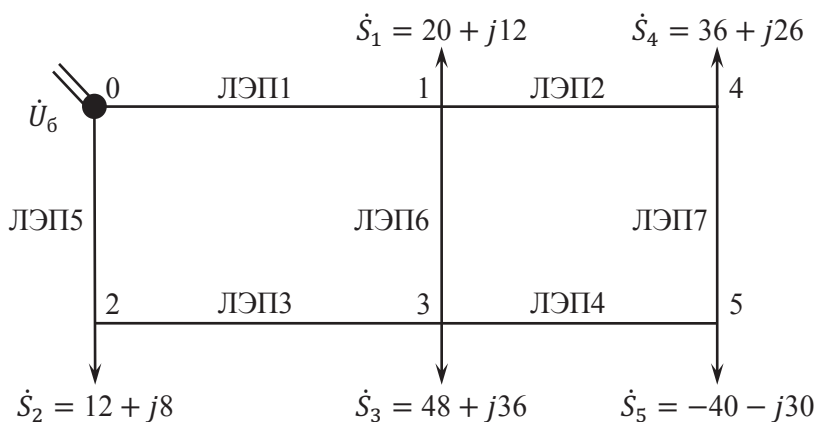


Рис. 5.6. Исходная схема сети

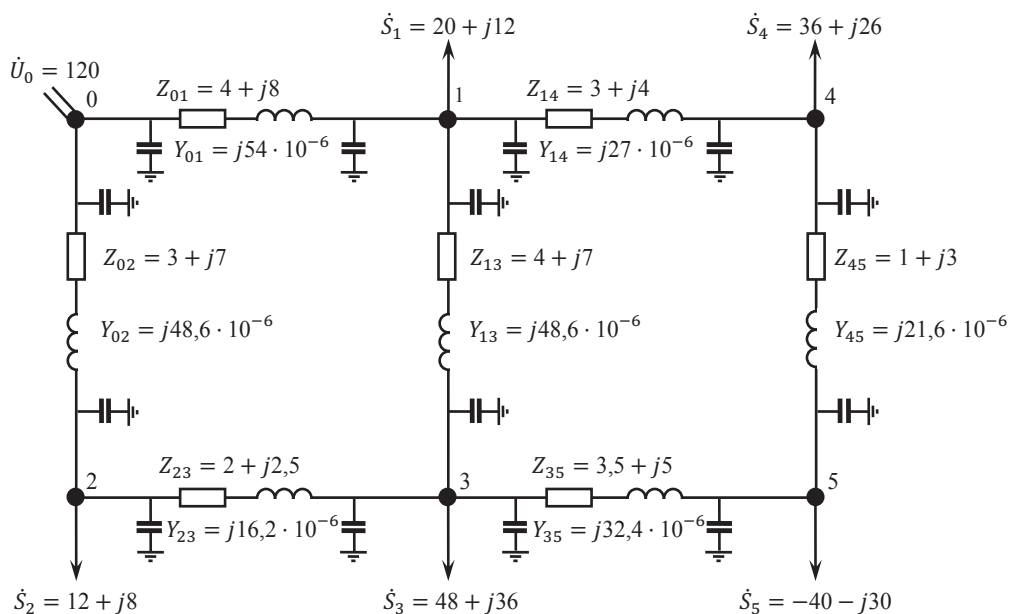


Рис. 5.7. Схема замещения сети

Решение задачи. При использовании метода преобразования сети необходимо предварительно определить эквивалентные нагрузки узлов. С этой целью выполняется определение эквивалентных проводимостей узлов сети,

$$Y_i = \sum_{k=1}^m \frac{Y_{ik}}{2},$$

где m – число ветвей, подходящих к узлу i ($i = 1, 2, \dots, n$).

Таким образом, проводимости узлов, См:

$$Y_1 = \frac{Y_{10}}{2} + \frac{Y_{13}}{2} + \frac{Y_{14}}{2} = j \left(\frac{54 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{27 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j64,8 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_2 = \frac{Y_{20}}{2} + \frac{Y_{23}}{2} = j \left(\frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{16,2 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j32,4 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_3 = \frac{Y_{31}}{2} + \frac{Y_{32}}{2} + \frac{Y_{35}}{2} = j \left(\frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{16,2 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{32,4 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j48,6 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_4 = \frac{Y_{41}}{2} + \frac{Y_{45}}{2} = j \left(\frac{27 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{21,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j24,3 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_5 = \frac{Y_{53}}{2} + \frac{Y_{54}}{2} = j \left(\frac{32,4 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{21,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j27 \cdot 10^{-6}.$$

Алгоритм расчета в мощностях параметров установившегося режима

1) Задание начальных приближений напряжений в узлах сети. В качестве начального приближения может быть выбрано номинальное или среднее напряжение ступени сети, напряжение базисного узла либо напряжения узлов исходного рассчитанного режима. Пусть $U_1^0 = U_2^0 = \dots = U_5^0 = 120 \text{ кВ}$.

2) Определение потерь мощности в шунтах – зарядных мощностей узлов, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}i}^{(1)} = (U_i^0)^2 \hat{Y}_i;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}1}^{(1)} = (U_1^0)^2 \hat{Y}_1 = 120^2 (-j64,8 \cdot 10^{-6}) = -j0,93;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}2}^{(1)} = (U_2^0)^2 \hat{Y}_2 = 120^2 (-j32,4 \cdot 10^{-6}) = -j0,47;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}3}^{(1)} = (U_3^0)^2 \hat{Y}_3 = 120^2 (-j48,6 \cdot 10^{-6}) = -j0,7;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}4}^{(1)} = (U_4^0)^2 \hat{Y}_4 = 120^2 (-j24,3 \cdot 10^{-6}) = -j0,35;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}5}^{(1)} = (U_5^0)^2 \hat{Y}_5 = 120^2 (-j27 \cdot 10^{-6}) = -j0,39.$$

3) Вычисление первого приближения эквивалентных мощностей узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_{\text{э}i}^{(1)} = \dot{S}_i + \Delta \dot{S}_{\text{ш}i}^{(1)};$$

$$\dot{S}_{31}^{(1)} = 20 + j12 - j0,93 = 20 + j11,07;$$

$$\dot{S}_{32}^{(1)} = 12 + j8 - j0,47 = 12 + j7,53;$$

$$\dot{S}_{33}^{(1)} = 48 + j36 - j0,7 = 48 + j35,3;$$

$$\dot{S}_{34}^{(1)} = 36 + j26 - j0,35 = 36 + j25,65;$$

$$\dot{S}_{35}^{(1)} = -40 - j30 - j0,39 = -40 - j30,39.$$

Схема замещения сети с эквивалентными нагрузками на первой итерации расчета показана на рис. 5.8.

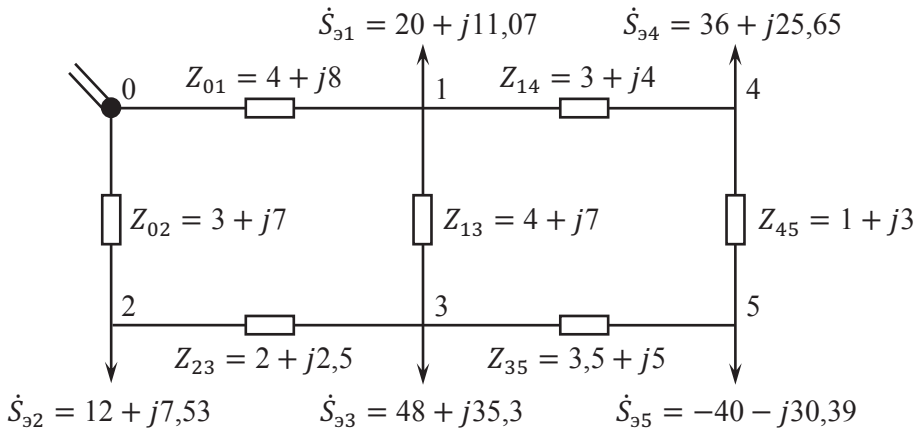


Рис. 5.8. Схема замещения сети с эквивалентными нагрузками

4) Разнос нагрузок узлов. Разнос выполняется без учета потерь мощности.

Разнос нагрузки узла 4 между узлами 1 и 3, МВ·А:

$$\dot{S}_1^{4(1)} = \dot{S}_{43}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{43}}{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{43}} = \dot{S}_{43}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{45} + \hat{Z}_{53}}{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{45} + \hat{Z}_{53}} = (36 + j25,65) \cdot \frac{4,5 - j8}{7,5 - j12} = 24,1 + j15,35;$$

$$\dot{S}_3^{4(1)} = \dot{S}_{43}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{41}}{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{45} + \hat{Z}_{53}} = (36 + j25,65) \cdot \frac{3 - j4}{7,5 - j12} = 11,9 + j10,3.$$

Разнос нагрузки узла 5 между узлами 1 и 3, МВ·А:

$$\dot{S}_1^{5(1)} = \dot{S}_{53}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{53}}{\hat{Z}_{51} + \hat{Z}_{53}} = \dot{S}_{53}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{53}}{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{45} + \hat{Z}_{53}} = (-40 - j30,39) \cdot \frac{3,5 - j5}{7,5 - j12} = -16,54 - j8,74;$$

$$\dot{S}_3^{5(1)} = \dot{S}_{53}^{(1)} \frac{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{45}}{\hat{Z}_{41} + \hat{Z}_{45} + \hat{Z}_{53}} = (-40 - j30,39) \cdot \frac{4 - j7}{7,5 - j12} = -23,46 - j21,65.$$

Результирующие мощности узлов 1 ($\dot{S}_{1\Sigma}^{(1)}$) и 3 ($\dot{S}_{3\Sigma}^{(1)}$), МВ·А:

$$\dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{13}^{(1)} + \dot{S}_1^{4,5(1)} = 20 + j11,07 + 7,56 + j1,56 = 27,59 + j12,63;$$

$$\dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{33}^{(1)} + \dot{S}_3^{4,5(1)} = 48 + j35,3 - 11,54 - j6,28 = 36,46 + j29,02.$$

Схема сети, полученная после разнеса нагрузок, показана на рис. 5.9.

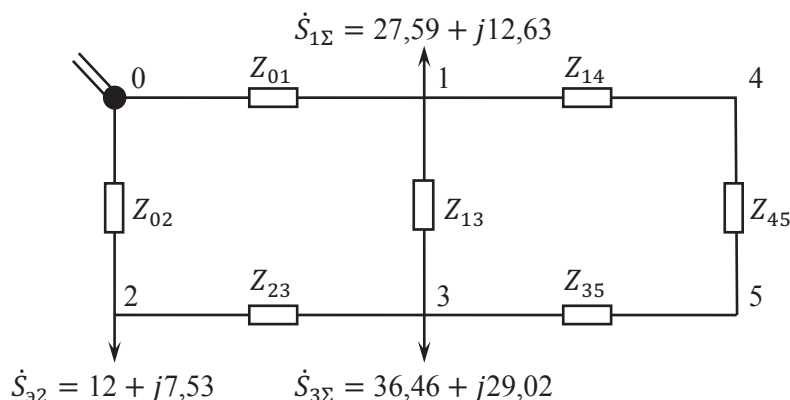


Рис. 5.9. Эквивалентная схема сети с разнесенными нагрузками узлов 4 и 5

5) Преобразование пассивной схемы сети. Преобразование сводится к последовательному сложению сопротивлений Z_{14} , Z_{45} и Z_{35} с получением сопротивления Z_{1453} и затем к параллельному сложению сопротивлений Z_{13} и Z_{1453} , Ом:

$$Z_{1453} = Z_{14} + Z_{45} + Z_{35} = 7,5 + j12;$$

$$Z_{13}^3 = \frac{Z_{13}Z_{1453}}{Z_{13} + Z_{1453}} = \frac{(4 + j7)(7,5 + j12)}{11,5 + j19} = 2,61 + j4,43.$$

В результате схема эквивалентруется к кольцу, показанному на рис. 5.10.

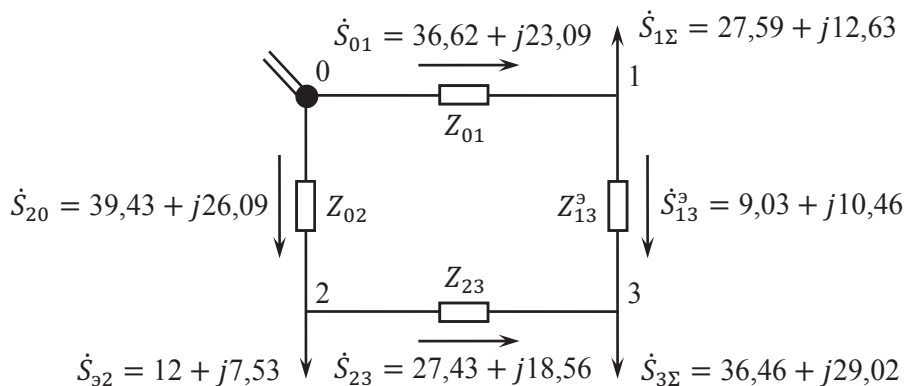


Рис. 5.10. Расчет потокораспределения в эквивалентной схеме

6) Расчет кольцевой сети без учета потерь мощности. Расчет производится с использованием правила моментов. Головные потоки $\dot{S}_{02}^{(1)}$ и $\dot{S}_{01}^{(1)}$, МВ·А:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{02}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{23}^{(1)}(\hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{13}^3 + \hat{Z}_{01}) + \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)}(\hat{Z}_{13}^3 + \hat{Z}_{01}) + \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)}\hat{Z}_{01}}{\hat{Z}_{02} + \hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{13}^3 + \hat{Z}_{01}} = \\ &= \frac{(12 + j7,53)(8,61 - j14,93) + (36,46 + j29,02)(6,61 - j12,43)}{11,61 - j21,93} + \\ &+ \frac{(27,59 + j12,63)(4 - j8)}{11,61 - j21,93} = 39,43 + j26,09; \\ \dot{S}_{01}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{1\Sigma}^{(1)}(\hat{Z}_{13}^3 + \hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{02}) + \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)}(\hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{20}) + \dot{S}_{23}^{(1)}\hat{Z}_{20}}{\hat{Z}_{02} + \hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{13}^3 + \hat{Z}_{01}} = \\ &= \frac{(27,59 + j12,63)(7,61 - j13,93) + (36,46 + j29,02)(5 - j9,5)}{11,61 - j21,93} + \\ &+ \frac{(12 + j7,53)(3 - j7)}{11,61 - j21,93} = 36,62 + j23,09.\end{aligned}$$

Определение одного из потоков $\dot{S}_{01}^{(1)}$ или $\dot{S}_{02}^{(1)}$ выполняется для контроля правильности расчета, МВ·А, так как

$$\dot{S}_{01}^{(1)} + \dot{S}_{02}^{(1)} = \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} + \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} + \dot{S}_{23}^{(1)} = 76,05 + j49,18.$$

Потоки мощности без потерь в ветвях кольца определяются по I закону Кирхгофа и соответственно равны, МВ·А,

$$\begin{aligned}\dot{S}_{13}^3 &= \dot{S}_{01}^{(1)} - \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} = 36,62 + j23,09 - 27,59 - j12,63 = 9,03 + j10,46; \\ \dot{S}_{23}^{(1)} &= \dot{S}_{02}^{(1)} - \dot{S}_{23}^{(1)} = 39,43 + j26,09 - 12 - j7,53 = 27,43 + j18,56.\end{aligned}$$

7) Разворачивание схемы кольца к исходной двухконтурной сети без учета потерь мощности. Разворачивание начинается после расчета кольца. Распределение потока по параллельным ветвям 1–3 и 1–4–5–3 производится обратно пропорционально сопряженным сопротивлениям, МВ·А:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{13}^{(1)} &= \dot{S}_{13}^3 \frac{\hat{Z}_{13}^3}{\hat{Z}_{13}} = (9,03 + j10,46) \cdot \frac{2,61 - j4,43}{4 - j7} = 5,66 + j6,75; \\ \dot{S}_{1453}^{(1)} &= \dot{S}_{13}^3 \frac{\hat{Z}_{13}^3}{\hat{Z}_{1453}} = (9,03 + j10,46) \cdot \frac{2,61 - j4,43}{7,51 - j12} = 3,37 + j3,71.\end{aligned}$$

8) Возвращение нагрузок узлов $\dot{S}_{49}^{(1)}$ и $\dot{S}_{59}^{(1)}$, разнесенных в узлы 1 и 3. Возвращение производится методом наложения, т. е. на поток $\dot{S}_{1453}^{(1)}$ накладываются нагрузки узлов $\dot{S}_{49}^{(1)}$ (выделено пунктиром на рис. 5.11) и $\dot{S}_{59}^{(1)}$ (выделено жирной линией на рис. 5.11) в тех пропорциях, в каких они были разнесены. Таким образом, результирующие потоки мощностей без учета потерь в ветвях сети (выделены жирным шрифтом на рис. 5.11), МВ·А:

$$\dot{S}_{14}^{(1)} = \dot{S}_{1453}^{(1)} + \dot{S}_1^{4(1)} - \dot{S}_1^{5(1)} = (3,37 + j3,71) + (24,1 + j15,35) - (16,54 + j8,74) = 10,93 + j10,32;$$

$$\dot{S}_{45}^{(1)} = -\dot{S}_{1453}^{(1)} + \dot{S}_1^{5(1)} + \dot{S}_3^{4(1)} = -(3,37 + j3,71) + (16,54 + j8,74) + (11,9 + j10,3) = 25,07 + j15,33;$$

$$\dot{S}_{35}^{(1)} = \dot{S}_{1453}^{(1)} + \dot{S}_3^{5(1)} - \dot{S}_3^{4(1)} = (3,37 + j3,71) + (23,46 + j21,65) - (11,9 + j10,3) = 14,93 + j15,06.$$

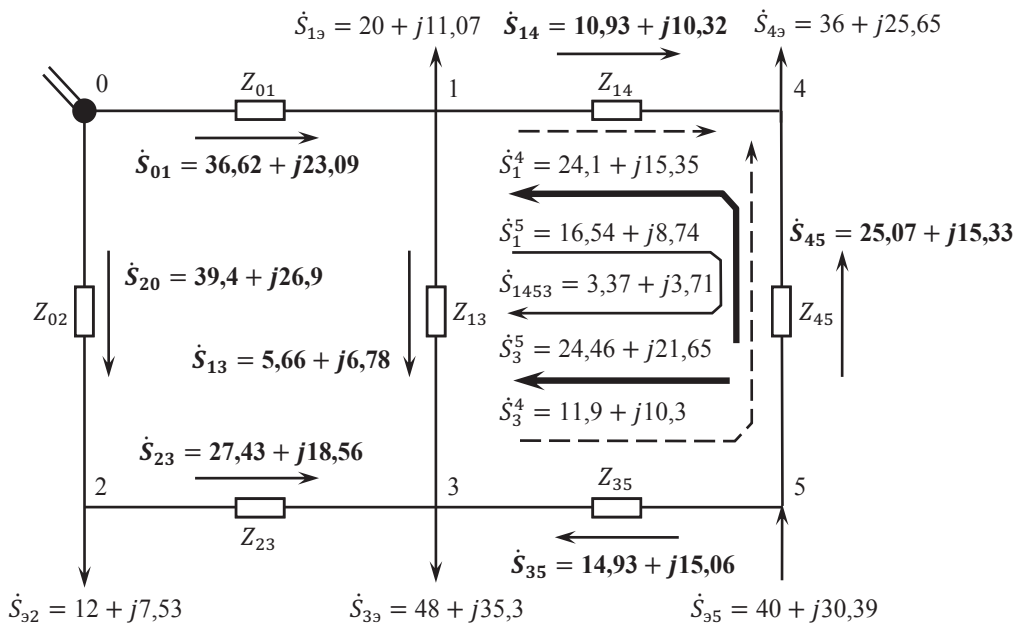


Рис. 5.11. Потокораспределение в сети без учета потерь мощности

Проверка потокораспределения без учета потерь мощности в сети по I закону Кирхгофа для узлов 4 и 5 подтверждает правильность расчетов.

Учет потерь мощности в сети начинается с расчета потерь в ветвях контура, наиболее удаленного от балансирующего узла (внешнего контура 1–4–5–3).

9) Определение точки потококораздела во внешнем контуре. Такими точками в контуре 1–4–5–3, как видно из рис. 5.11, являются узлы 4 и 5. Наиболее мощным из них является узел 5, он и используется в качестве точки потококораздела.

10) Расчет потоков во внешнем контуре 1–4–5–3 с учетом потерь мощности производится аналогично алгоритму учета потерь мощности в кольцевой сети.

Расчет потоков во внешнем контуре с учетом потерь выполняется от точки потококораздела (узел 5) вправо к узлу 1 и влево к узлу 3, как это показано на рис. 5.12.

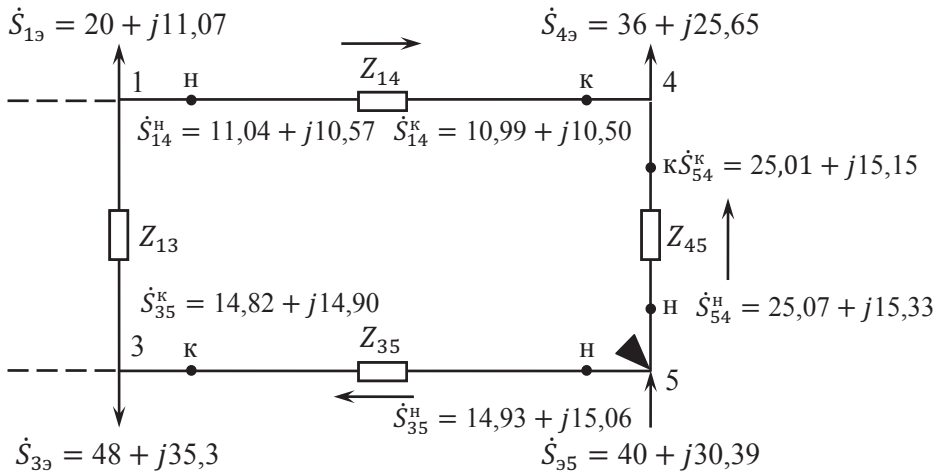


Рис. 5.12. Расчет потоков мощности с учетом потерь во внешнем контуре

В качестве $\dot{S}_{35}^{H(1)}$ и $\dot{S}_{54}^{H(1)}$ принимаются потоки, определенные без учета потерь мощности. Для определения потерь мощности используются приближенные значения напряжений в узлах, принятые при учете шунтов узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_{35}^{H(1)} = 14,93 + j15,06;$$

$$\Delta \dot{S}_{35}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{35}^{H(1)})^2}{(U_5^0)^2} Z_{35} = \frac{14,93^2 + 15,06^2}{120^2} \cdot (3,5 + j5) = 0,11 + j0,16;$$

$$\dot{S}_{35}^{K(1)} = \dot{S}_{35}^{H(1)} - \Delta \dot{S}_{35}^{(1)} = 14,93 + j15,06 - 0,11 - j0,16 = 14,82 + j14,90;$$

$$\dot{S}_{54}^{(1)} = 25,07 + j15,33;$$

$$\Delta \dot{S}_{54}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{54}^{(1)})^2}{(U_5^0)^2} Z_{54} = \frac{25,07^2 + 15,33^2}{120^2} \cdot (1 + j3) = 0,06 + j0,18;$$

$$\dot{S}_{54}^{(1)} = \dot{S}_{54}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{54}^{(1)} = 25,07 + j15,33 - 0,06 - j0,18 = 25,01 + j15,15;$$

$$\dot{S}_{14}^{(1)} = \dot{S}_{43}^{(1)} - \dot{S}_{54}^{(1)} = 36 + j25,65 - 25,01 - j15,15 = 10,99 + j10,50;$$

$$\Delta \dot{S}_{14}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{14}^{(1)})^2}{(U_4^0)^2} Z_{14} = \frac{10,99^2 + 10,50^2}{120^2} \cdot (3 + j4) = 0,05 + j0,07;$$

$$\dot{S}_{14}^{(1)} = \dot{S}_{14}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{14}^{(1)} = 10,99 + j10,50 + 0,05 + j0,07 = 11,04 + j10,57$$

11) Данное уточнение потокораспределения без учета потерь в кольце с базисным узлом вызвано изменением эквивалентных мощностей в узлах 1 и 3, связанным с учетом потерь мощности во внешнем контуре. Новые расчетные значения мощностей узлов 1 и 3 ($\dot{S}_{1p}^{(1)}$ и $\dot{S}_{3p}^{(1)}$) определяются, как видно из рис. 5.13, при эквивалентировании сети к кольцу с базисным узлом, МВ·А:

$$\dot{S}_{1p}^{(1)} = \dot{S}_{13}^{(1)} + \dot{S}_{14}^{(1)} = 20 + j11,07 + 11,04 + j10,57 = 31,04 + j21,64 ;$$

$$\dot{S}_{3p}^{(1)} = \dot{S}_{33}^{(1)} - \dot{S}_{35}^{(1)} = 48 + j35,3 - 14,82 - j14,90 = 33,18 + j20,40.$$

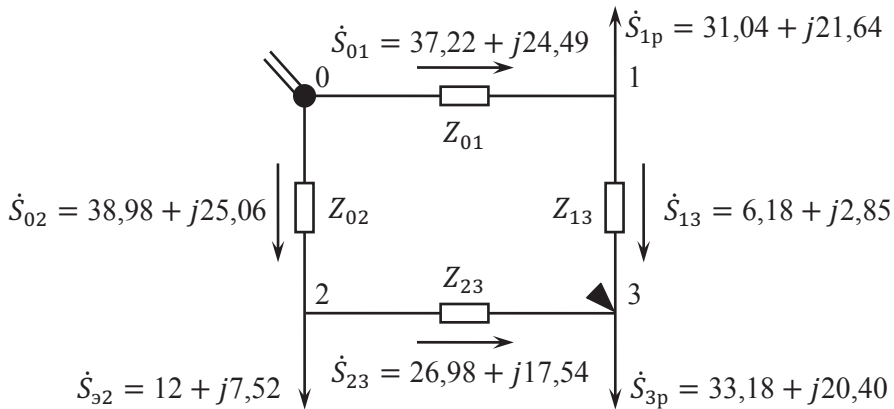


Рис. 5.13. Расчет потокораспределения в кольце с базисным узлом

При этом по правилу моментов определяются потоки $\dot{S}_{01}^{(1)}$ и $\dot{S}_{02}^{(1)}$ с использованием сопротивлений контура 0–1–3–2, как показано на рис. 5.13, МВ·А:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{01}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{1p}^{(1)}(\hat{Z}_{13} + \hat{Z}_{32} + \hat{Z}_{20}) + \dot{S}_{3p}^{(1)}(\hat{Z}_{32} + \hat{Z}_{20}) + \dot{S}_{23}^{(1)}\hat{Z}_{20}}{\hat{Z}_{01} + \hat{Z}_{13} + \hat{Z}_{32} + \hat{Z}_{20}} = \\ &= \frac{(31,04 + j21,64)(9 - j16,5) + (33,18 + j20,40)(5 - j9,5)}{13 - j24,5} + \\ &+ \frac{(12 + j7,53)(3 - j7)}{13 - j24,5} = 37,22 + j24,49;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{02}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{23}^{(1)}(\hat{Z}_{23} + \hat{Z}_{31} + \hat{Z}_{10}) + \dot{S}_{3p}^{(1)}(\hat{Z}_{31} + \hat{Z}_{10}) + \dot{S}_{1p}^{(1)}\hat{Z}_{10}}{\hat{Z}_{01} + \hat{Z}_{13} + \hat{Z}_{32} + \hat{Z}_{20}} = \\ &= \frac{(12 + j7,53)(10 - j17,5) + (33,18 + j20,40)(8 - j15)}{13 - j24,5} + \\ &+ \frac{(31,05 + j21,66)(4 - j8)}{13 - j24,5} = 38,98 + j25,06.\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{13}^{(1)} = \dot{S}_{01}^{(1)} - \dot{S}_{1p}^{(1)} = 37,22 + j24,49 - 31,04 - j21,64 = 6,18 + j2,85;$$

$$\dot{S}_{23}^{(1)} = \dot{S}_{20}^{(1)} - \dot{S}_{23}^{(1)} = 38,98 + j25,06 - 12 - j7,53 = 26,98 + j17,54.$$

12) Определение точки потокоораздела в кольце с базисным узлом. Направление потока меняется в узле 3, следовательно, точка потокоораздела – точка 3.

13) Расчет кольца с учетом потерь мощности. Расчет кольца начинается от точки потокоораздела с использованием начальных приближений напряжений в узлах, МВ·А:

$$\dot{S}_{23}^{K(1)} = \dot{S}_{23}^{(1)} = 26,98 + j17,54;$$

$$\Delta\dot{S}_{23}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{23}^{K(1)})^2}{(U_3^0)^2} Z_{23} = \frac{26,98^2 + 17,54^2}{120^2} \cdot (2 + j2,5) = 0,14 + j0,18;$$

$$\dot{S}_{23}^{H(1)} = \dot{S}_{23}^{K(1)} + \Delta\dot{S}_{23}^{(1)} = 26,98 + j17,54 + 0,14 + j0,18 = 27,12 + j17,72;$$

$$\dot{S}_{20}^{K(1)} = \dot{S}_{23}^{H(1)} + \dot{S}_{23}^{(1)} = 27,12 + j17,72 + 12 + j7,53 = 39,12 + j25,25;$$

$$\Delta\dot{S}_{20}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{20}^{K(1)})^2}{(U_2^0)^2} Z_{20} = \frac{39,12^2 + 25,25^2}{120^2} \cdot (3 + j7) = 0,45 + j1,05;$$

$$\dot{S}_{20}^{H(1)} = \dot{S}_{20}^{K(1)} + \Delta\dot{S}_{20}^{(1)} = 39,12 + j25,25 + 0,45 + j1,05 = 39,57 + j26,30;$$

$$\dot{S}_{13}^{K(1)} = \dot{S}_{13}^{(1)} = 6,18 + j2,85;$$

$$\Delta\dot{S}_{13}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{13}^{K(1)})^2}{(U_3^0)^2} Z_{13} = \frac{6,18^2 + 2,85^2}{120^2} \cdot (4 + j7) = 0,01 + j0,02;$$

$$\dot{S}_{13}^{(1)} = \dot{S}_{13}^{\kappa(1)} + \Delta \dot{S}_{13}^{(1)} = 6,18 + j2,85 + 0,01 + j0,02 = 6,19 + j2,82;$$

$$\dot{S}_{01}^{(1)} = \dot{S}_{13}^{(1)} + \dot{S}_{1p}^{(1)} = 6,19 + j2,82 + 31,04 + j21,64 = 37,23 + j24,46;$$

$$\Delta \dot{S}_{01}^{(1)} = \frac{(\dot{S}_{01}^{\kappa(1)})^2}{(U_1^0)^2} Z_{01} = \frac{37,23^2 + 24,46^2}{120^2} \cdot (4 + j8) = 0,55 + j1,10;$$

$$\dot{S}_{01}^{(1)} = \dot{S}_{01}^{\kappa(1)} + \Delta \dot{S}_{01}^{(1)} = 37,23 + j24,46 + 0,55 + j1,10 = 37,78 + j25,56.$$

На этом заканчивается прямой ход первой итерации расчета, результирующие потоки мощности с учетом потерь показаны на рис. 5.14. Обратный ход итерации заключается в расчете напряжений узлов, начиная от базисного узла, в котором известно точное значение напряжения $\dot{U}_0 = 120$ кВ, и двигаясь к точкам потокопровода (к узлу 3, а затем к узлу 5).

14) Напряжение узла 1. Напряжение узла 1 определяется в соответствии с направлением потока мощности на участке 0–1, кВ:

$$\dot{U}_1^{(1)} = \dot{U}_0 - \Delta \dot{U}_{01}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{01}^{(1)} = \Delta U_{01}^{(1)} + j\delta U_{01}^{(1)};$$

$$\Delta U_{01}^{(1)} = \frac{P_{01}^{(1)} R_{01} + Q_{01}^{(1)} X_{01}}{U_0} = \frac{37,78 \cdot 4 + 25,56 \cdot 8}{120} = 2,96;$$

$$\delta U_{01}^{(1)} = \frac{P_{01}^{(1)} X_{01} - Q_{01}^{(1)} R_{01}}{U_0} = \frac{37,78 \cdot 8 - 25,56 \cdot 4}{120} = 1,67;$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{01}^{(1)})^2 + (\delta U_{01}^{(1)})^2} = \sqrt{(120 - 2,96)^2 + 1,67^2} = 117,05.$$

Угол напряжения $\dot{U}_1^{(1)}$ по отношению к базисному δ_{01}

$$\delta_{01}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{01}^{(1)}}{U_0 - \Delta U_{01}^{(1)}} = \arctg \frac{-1,67}{120 - 2,96} = -0,832^\circ.$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = 117,05 \angle -0,832^\circ.$$

Аналогично описанному вычисляются напряжения остальных узлов сети, кВ:

$$\dot{U}_3^{(1)} = \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{13}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{13}^{(1)} = \Delta U_{13}^{(1)} + j\delta U_{13}^{(1)};$$

$$\Delta U_{13}^{(1)} = \frac{P_{13}^{(1)} R_{13} + Q_{13}^{(1)} X_{13}}{U_1^{(1)}} = \frac{6,19 \cdot 4 + 2,82 \cdot 7}{117,1} = 0,38;$$

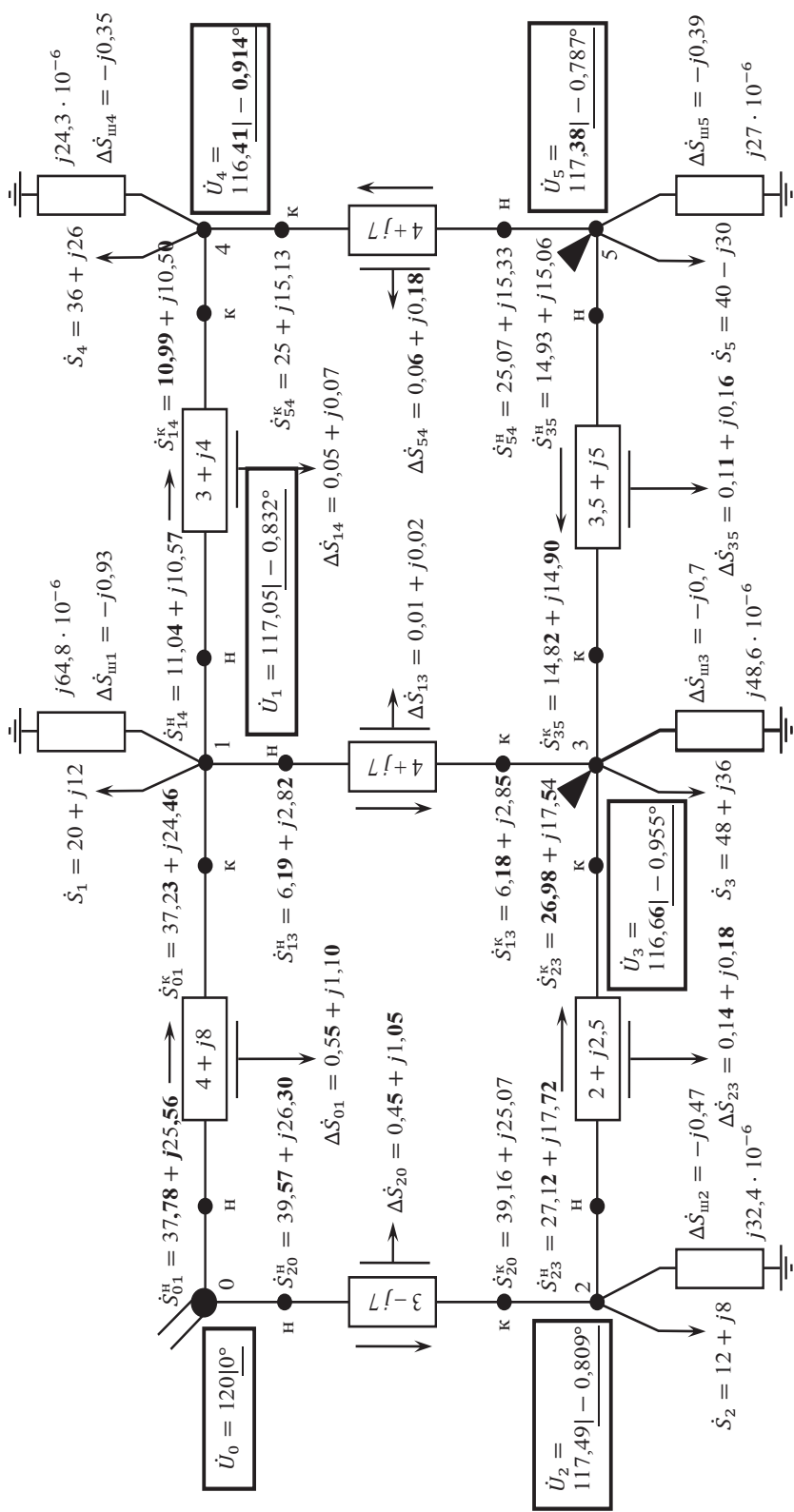


Рис. 5.14. Результаты расчета режима методом преобразования сети (первая итерация)

$$\delta U_{13}^{(1)} = \frac{P_{13}^{H(1)} X_{13} - Q_{13}^{H(1)} R_{13}}{U_1^{(1)}} = \frac{6,19 \cdot 7 - 2,82 \cdot 4}{117,1} = 0,27;$$

$$U_3^{(1)} = \sqrt{\left(U_1^{(1)} - \Delta U_{13}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{13}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(117,05 - 0,38)^2 + 0,27^2} = 116,67;$$

$$\delta_{13}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{13}^{(1)}}{U_1^{(1)} - \Delta U_{13}^{(1)}} = \arctg \frac{-0,27}{117,05 - 0,38} = -0,133^\circ.$$

$$\delta_{30}^{(1)} = \delta_{13}^{(1)} + \delta_{10}^{(1)} = -0,832^\circ - 0,133^\circ = -0,965^\circ;$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = 116,67 \angle -0,965^\circ.$$

Напряжение узла 2 определяется исходя из напряжения базисного узла, кВ:

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_0 - \Delta \dot{U}_{02}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{02}^{(1)} = \Delta U_{02}^{(1)} + j \delta U_{02}^{(1)};$$

$$\Delta U_{02}^{(1)} = \frac{P_{02}^{H(1)} R_{02} + Q_{02}^{H(1)} X_{02}}{U_0} = \frac{39,57 \cdot 3 + 26,30 \cdot 7}{120} = 2,52;$$

$$\delta U_{02}^{(1)} = \frac{P_{02}^{H(1)} X_{02} - Q_{02}^{H(1)} R_{02}}{U_0} = \frac{39,57 \cdot 7 - 26,30 \cdot 3}{120} = 1,65;$$

$$U_2^{(1)} = \sqrt{\left(U_0 - \Delta U_{02}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{02}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(120 - 2,52)^2 + 1,65^2} = 117,49;$$

$$\delta_{02}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{02}^{(1)}}{U_0 - \Delta U_{02}^{(1)}} = \arctg \frac{-1,65}{120 - 2,52} = -0,809^\circ.$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = 117,49 \angle -0,809^\circ.$$

Для проверки точности расчета необходимо повторно определить напряжение узла 3, двигаясь от узла 2, и сопоставить его с определенным ранее, кВ:

$$\dot{U}_3^{(1)'} = \dot{U}_2^{(1)} - \Delta \dot{U}_{23}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{23}^{(1)} = \Delta U_{23}^{(1)} + j \delta U_{23}^{(1)};$$

$$\Delta U_{23}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} R_{23} + Q_{23}^{H(1)} X_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{27,12 \cdot 2 + 17,72 \cdot 2,5}{117,49} = 0,84;$$

$$\delta U_{23}^{(1)} = \frac{P_{23}^{H(1)} X_{23} - Q_{23}^{H(1)} R_{23}}{U_2^{(1)}} = \frac{27,12 \cdot 2,5 - 17,72 \cdot 2}{117,49} = 0,28;$$

$$U_3^{(1)'} = \sqrt{\left(U_2^{(1)} - \Delta U_{23}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{23}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(117,49 - 0,84)^2 + 0,28^2} = 116,65;$$

$$\delta_{23}^{(1)} = \operatorname{arctg} \frac{-\delta U_{23}^{(1)}}{U_2^{(1)} - \Delta U_{23}^{(1)}} = \operatorname{arctg} \frac{-0,28}{117,49 - 0,84} = -0,137^\circ;$$

$$\delta_{03}^{(1)'} = \delta_{02}^{(1)} + \delta_{23}^{(1)} = -0,809^\circ - 0,137^\circ = -0,946^\circ;$$

$$\dot{U}_3^{(1)'} = 116,65 \angle -0,946^\circ.$$

Погрешности расчета модуля и угла напряжения в узле 3, %,

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{U_3^{(1)'} - U_3^{(1)}}{U_{3\text{ ср}}^{(1)}} \cdot 100 = \frac{116,65 - 116,67}{116,66} \cdot 100 = 0,02;$$

$$\Delta \delta_3^{(1)} = \frac{\delta_{03}^{(1)'} - \delta_{03}^{(1)}}{\delta_{03\text{ ср}}^{(1)}} \cdot 100 = \frac{0,946 - 0,965}{0,955} \cdot 100 = 1,95.$$

Погрешность расчета невелика, поэтому напряжение в узле 3 можно не уточнять, приняв в качестве решения на первой итерации среднее из двух значений напряжения, кВ:

$$\dot{U}_3^{(1)} = 116,66 \angle -0,955^\circ.$$

Определение напряжений во внешнем контуре выполняется аналогично, т. е. от узлов 1 и 3 к узлу 5 справа и слева с проверкой точности расчета, кВ:

$$\dot{U}_5^{(1)} = \dot{U}_3^{(1)} + \Delta \dot{U}_{35}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{35}^{(1)} = \Delta U_{35}^{(1)} + j\delta U_{35}^{(1)};$$

$$\Delta U_{35}^{(1)} = \frac{P_{35}^{H(1)} R_{35} + Q_{35}^{H(1)} X_{35}}{U_3^{(1)}} = \frac{14,82 \cdot 3,5 + 14,90 \cdot 5}{116,66} = 1,08;$$

$$\delta U_{35}^{(1)} = \frac{P_{35}^{H(1)} X_{35} - Q_{35}^{H(1)} R_{35}}{U_3^{(1)}} = \frac{14,82 \cdot 5 - 14,90 \cdot 3,5}{116,66} = 0,19;$$

$$U_5^{(1)} = \sqrt{\left(U_3^{(1)} + \Delta U_{35}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{35}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(116,66 + 1,08)^2 + 0,19^2} = 117,74;$$

$$\delta_{35}^{(1)} = \operatorname{arctg} \frac{\delta U_{35}^{(1)}}{U_3^{(1)} + \Delta U_{31}^{(1)}} = \operatorname{arctg} \frac{0,19}{116,66 + 1,08} = 0,09^\circ;$$

$$\delta_{50}^{(1)} = \delta_{30}^{(1)} + \delta_{35}^{(1)} = -0,955^\circ + 0,09^\circ = -0,865^\circ;$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = 117,74 \angle -0,865^\circ;$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{14}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{14}^{(1)} = \Delta U_{14}^{(1)} + j\delta U_{14}^{(1)};$$

$$\Delta U_{14}^{(1)} = \frac{P_{14}^{H(1)} R_{14} + Q_{14}^{H(1)} X_{14}}{U_1^{(1)}} = \frac{11,04 \cdot 3 + 10,57 \cdot 4}{117,05} = 0,64;$$

$$\delta U_{14}^{(1)} = \frac{P_{14}^{H(1)} X_{14} - Q_{14}^{H(1)} R_{14}}{U_1^{(1)}} = \frac{11,04 \cdot 4 - 10,57 \cdot 3}{117,05} = 0,11;$$

$$U_4^{(1)} = \sqrt{\left(U_1^{(1)} - \Delta U_{14}^{(1)}\right)^2 + 14} = \sqrt{(117,05 - 0,64)^2 + 0,11^2} = 116,41;$$

$$\delta_{14}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{14}^{(1)}}{U_1^{(1)} - \Delta U_{14}^{(1)}} = \arctg \frac{-0,11}{117,05 - 0,64} = -0,082^\circ;$$

$$\delta_{04}^{(1)} = \delta_{01}^{(1)} + \delta_{14}^{(1)} = -0,832^\circ - 0,082^\circ = -0,914^\circ;$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = 116,41 \angle -0,914^\circ.$$

Напряжение узла 5 справа, кВ:

$$\dot{U}_5^{(1)'} = \dot{U}_4^{(1)} + \Delta \dot{U}_{45}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{45}^{(1)} = \Delta U_{45}^{(1)} + j \delta U_{45}^{(1)};$$

$$\Delta U_{45}^{(1)} = \frac{P_{45}^{K(1)} R_{45} + Q_{45}^{K(1)} X_{45}}{U_4^{(1)}} = \frac{25,01 \cdot 1 + 15,15 \cdot 3}{116,41} = 0,61;$$

$$\delta U_{45}^{(1)} = \frac{P_{45}^{K(1)} X_{45} - Q_{45}^{K(1)} R_{45}}{U_4^{(1)}} = \frac{25,01 \cdot 3 - 15,15 \cdot 1}{116,41} = 0,51;$$

$$U_5^{(1)'} = \sqrt{\left(U_4^{(1)} + \Delta U_{45}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{45}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(116,41 + 0,61)^2 + 0,51^2} = 117,02;$$

$$\delta_{45}^{(1)} = \arctg \frac{\delta U_{45}^{(1)}}{U_4^{(1)} + \Delta U_{45}^{(1)}} = \arctg \frac{0,51}{116,41 + 0,61} = 0,205^\circ;$$

$$\delta_{05}^{(1)'} = \delta_{04}^{(1)} + \delta_{45}^{(1)} = -0,914^\circ + 0,205^\circ = -0,709^\circ;$$

$$\dot{U}_5^{(1)'} = 117,02 \angle -0,709^\circ.$$

Погрешности расчета модуля и угла напряжения, %,

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{117,74 - 117,02}{117,38} \cdot 100 = 0,6;$$

$$\Delta \delta_{05}^{(1)} = \frac{|-0,946 + 0,965|}{|-0,955|} \cdot 100 = 19;$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = 117,38 \angle -0,787^\circ$$

Несмотря на то что погрешность определения угла напряжений является довольно большой, определение уравнивающего потока на данной стадии расчета нерационально, так как это связано с большим объемом вычислений и все равно не даст точного решения вследствие неточного учета шунтов.

Более рационален переход к следующей итерации расчета, начиная с пункта 2. В качестве нового приближения напряжений следует взять их значения, рассчитанные на первой итерации. Результаты расчета установившегося режима сети с учетом потерь мощности на первой итерации приведены на рис. 5.14.

Задача 3. Записать контурные уравнения и определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности. Схема сети показана на рис. 5.15.

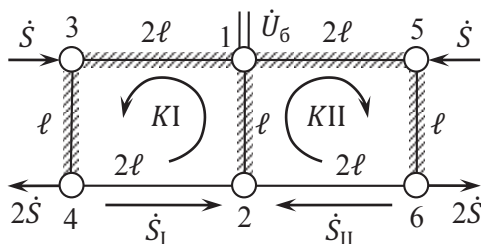


Рис. 5.15. Схема сети:

//// - дерево сети; — - хорды

Решение задачи. Для составления контурных уравнений необходимо выделить дерево сети, выбрать хорды и задать направления обхода контуров (задается направлением потоков в хордах). \dot{S}_I — первый контурный поток (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 (т. е. 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 плюс. Если направления совпадают, то – знак минус.

Для однородной сети сопротивления можно заменить эквивалентными длинами.

Система контурных уравнений для сети, показанной на рис. 5.15, имеет вид

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

После подведения подобных уравнения имеют вид

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

Решение системы уравнений

$$\begin{cases} 6\dot{S}_I + \dot{S}_{II} = -4\dot{S}, \\ \dot{S}_I + 6\dot{S}_{II} = -4\dot{S}. \end{cases}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Задача 4. Рассчитать параметры установившегося режима методом контурных токов для электрической сети, показанной на рис. 5.16, схема замещения приведена на рис. 5.17, нагрузки узлов заданы в мегавольт-амперах, сопротивления – в омах, проводимости в сименсах.

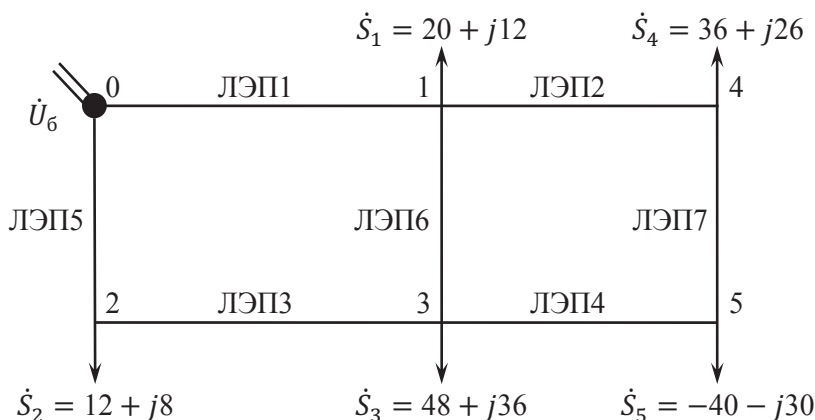


Рис. 5.16. Исходная схема сети

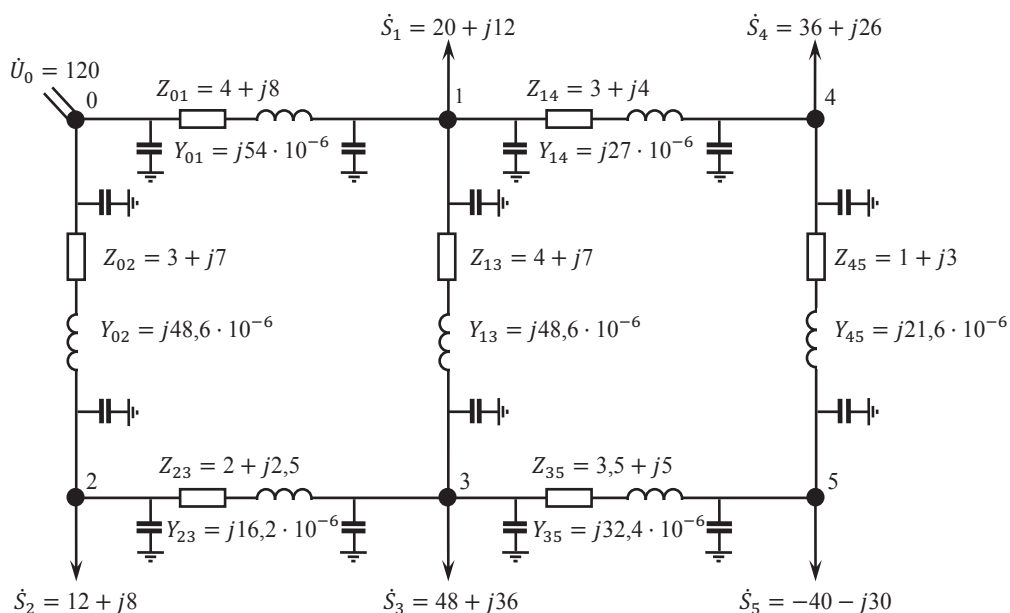


Рис. 5.17. Схема замещения сети

Решение задачи. Эквивалентные проводимости узлов схемы сети определяются по соотношению

$$Y_i = \sum_{k=1}^m \frac{Y_{ik}}{2},$$

где m – число ветвей, подходящих к узлу i .

Таким образом, проводимости узлов, См:

$$Y_1 = \frac{Y_{10}}{2} + \frac{Y_{13}}{2} + \frac{Y_{14}}{2} = j \left(\frac{54 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{27 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j64,8 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_2 = \frac{Y_{20}}{2} + \frac{Y_{23}}{2} = j \left(\frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{16,2 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j32,4 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_3 = \frac{Y_{31}}{2} + \frac{Y_{32}}{2} + \frac{Y_{35}}{2} = j \left(\frac{48,6 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{16,2 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{32,4 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j48,6 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_4 = \frac{Y_{41}}{2} + \frac{Y_{45}}{2} = j \left(\frac{27 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{21,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j24,3 \cdot 10^{-6};$$

$$Y_5 = \frac{Y_{53}}{2} + \frac{Y_{54}}{2} = j \left(\frac{32,4 \cdot 10^{-6}}{2} + \frac{21,6 \cdot 10^{-6}}{2} \right) = j27 \cdot 10^{-6}.$$

Расчет параметров установившегося режима выполняется в мощностях.

Нагрузки узлов заданы в виде мощностей, поэтому расчет установившегося режима сводится к итерационному процессу по следующему алгоритму.

Первая итерация расчета

1) Задание начальных приближений напряжений в узлах сети. В качестве начального приближения может быть выбрано номинальное или среднее напряжение ступени сети, напряжение базисного узла либо напряжения узлов исходного рассчитанного режима, кВ. Пусть $U_1^0 = U_2^0 = \dots = U_5^0 = 120$.

2) Определение потерь мощности в шунтах, т. е. зарядных мощностей узлов, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{шi}^{(1)} = (U_i^0)^2 \hat{Y}_i;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш1}^{(1)} = (U_1^0)^2 \hat{Y}_1 = 120^2 (-j64,8 \cdot 10^{-6}) = -j0,93;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш2}^{(1)} = (U_2^0)^2 \hat{Y}_2 = 120^2 (-j32,4 \cdot 10^{-6}) = -j0,47;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш3}^{(1)} = (U_3^0)^2 \hat{Y}_3 = 120^2 (-j48,6 \cdot 10^{-6}) = -j0,7;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш4}^{(1)} = (U_4^0)^2 \hat{Y}_4 = 120^2 (-j24,3 \cdot 10^{-6}) = -j0,35;$$

$$\Delta \dot{S}_{ш5}^{(1)} = (U_5^0)^2 \hat{Y}_5 = 120^2 (-j27 \cdot 10^{-6}) = -j0,39.$$

3) Вычисление первого приближения эквивалентных мощностей узлов сети

по соотношению, МВ·А:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma i}^{(1)} &= \dot{S}_i + \Delta \dot{S}_{\Sigma i}^{(1)}; \\ \dot{S}_{\Sigma 1}^{(1)} &= 20 + j12 - j0,93 = 20 + j11,07; \\ \dot{S}_{\Sigma 2}^{(1)} &= 12 + j8 - j0,47 = 12 + j7,53; \\ \dot{S}_{\Sigma 3}^{(1)} &= 48 + j36 - j0,7 = 48 + j35,3; \\ \dot{S}_{\Sigma 4}^{(1)} &= 36 + j26 - j0,35 = 36 + j25,65; \\ \dot{S}_{\Sigma 5}^{(1)} &= -40 - j30 - j0,39 = -40 - j30,39.\end{aligned}$$

4) Вычисление начальных приближений линейных токов (увеличенный в $\sqrt{3}$

ток фазы) узлов, кА:

$$\begin{aligned}\dot{I}_i &= \frac{\dot{S}_{\Sigma i}^*}{U_i}, i = 1, \dots, 5; \\ \dot{I}_1^{(1)} &= \frac{20 - j11,07}{120} = 0,167 - j0,092; \\ \dot{I}_2^{(1)} &= \frac{12 - j7,53}{120} = 0,1 - j0,063; \\ \dot{I}_3^{(1)} &= \frac{48 - j35,3}{120} = 0,4 - j0,294; \\ \dot{I}_4^{(1)} &= \frac{36 - j25,65}{120} = 0,3 - j0,214; \\ \dot{I}_5^{(1)} &= \frac{-40 + j30,39}{120} = -0,333 + j0,253.\end{aligned}$$

5) Запись системы контурных уравнений произведена с использованием элементов теории графов. Направленный граф сети показан на рис. 5.18. Дерево сети (выделено) образовано ветвями 0—1, 0—2, 1—4, 1—3, 4—5. Ветви 2—3 и 3—5 представляют собой хорды.

Условное направление токов в хордах (контурных токов \dot{I}_I и \dot{I}_{II}) обуславливает направление обхода контуров. Контурные уравнения имеют общий вид:

$$\begin{aligned}\dot{I}_I Z_{I-I} + \dot{I}_{II} Z_{I-II} + \dot{I}_2 Z_{02} - \dot{I}_3 (Z_{01} + Z_{13}) - (\dot{I}_1 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5) Z_{01} &= 0; \\ \dot{I}_I Z_{II-I} + \dot{I}_{II} Z_{II-II} - \dot{I}_3 Z_{13} + \dot{I}_4 Z_{14} + \dot{I}_5 (Z_{14} + Z_{45}) &= 0.\end{aligned}$$

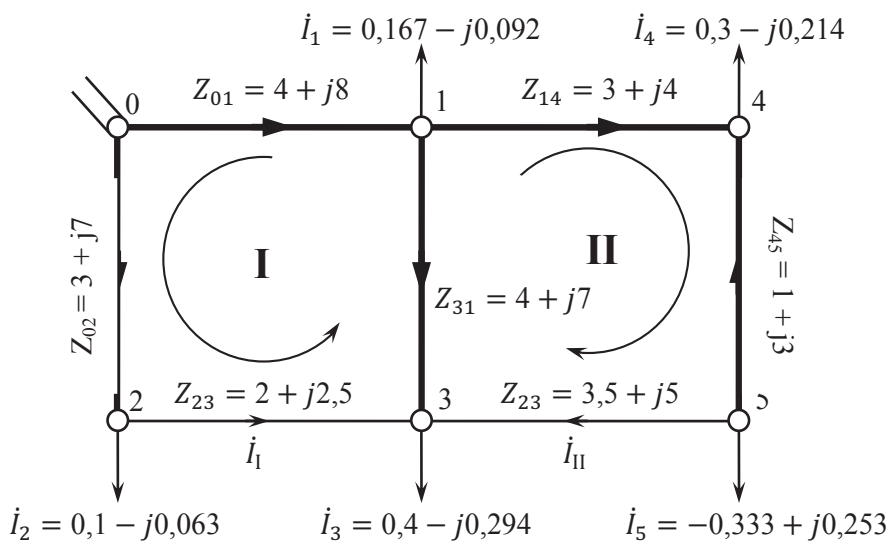


Рис. 5.18. Граф электрической сети

Численные значения уравнений:

$$\dot{I}_I(13 + j24,5) + \dot{I}_{II}(4 + j7) + (0,1 - j0,063)(3 + j7) - (0,4 - j0,294)(8 + j15) - (0,134 - j0,053)(4 + j8) = 0;$$

$$\dot{I}_I(4 + j7) + \dot{I}_{II}(11,5 + j19) - (0,4 - j0,294)(4 + j7) + (0,3 - j0,214)(3 + j4) + (-0,333 + j0,253)(4 + j7) = 0.$$

После приведения подобных уравнения имеют вид

$$\dot{I}_I(13 + j24,5) + \dot{I}_{II}(4 + j7) = 7,825 + j3,989;$$

$$\dot{I}_I(4 + j7) + \dot{I}_{II}(11,5 + j19) = 5,003 + j2,385.$$

Решение системы уравнений, кА:

$$\Delta = -283 + j472,75;$$

$$\Delta I_I = 10,78 + j149,99;$$

$$\Delta I_{II} = 3,23 + j82,85;$$

$$\dot{I}_I^{(1)} = \Delta I_I / \Delta = 0,224 - j0,156;$$

$$\dot{I}_{II}^{(1)} = \Delta I_{II} / \Delta = 0,126 - j0,082.$$

б) Определение токов ветвей производится на основе I закона Кирхгофа,

кА:

$$\dot{I}_{23}^{(1)} = \dot{I}_I^{(1)} = 0,224 - j0,156;$$

$$\dot{I}_{35}^{(1)} = \dot{I}_{II}^{(1)} = 0,126 - j0,082;$$

$$j_{54}^{(1)} = -i_5^{(1)} - i_{35}^{(1)} = 0,333 - j0,253 - 0,126 + j0,082 = 0,207 - j0,171;$$

$$i_{14}^{(1)} = i_4^{(1)} - i_{54}^{(1)} = 0,3 - j0,214 - 0,207 + j0,171 = 0,093 - j0,043;$$

$$i_{13}^{(1)} = i_3^{(1)} - i_{23}^{(1)} - i_{35}^{(1)} = 0,4 - j0,294 - 0,224 + j0,156 - 0,126 + j0,082 = 0,05 - j0,056;$$

$$j_{01}^{(1)} = i_1^{(1)} + i_{14}^{(1)} + i_{13}^{(1)} = 0,167 - j0,092 + 0,093 - j0,043 + 0,05 - j0,056 = 0,310 - j0,191;$$

$$j_{02}^{(1)} = i_2^{(1)} + i_{23}^{(1)} = 0,1 - j0,063 + 0,224 - j0,156 = 0,324 - j0,219.$$

7) Расчет напряжений узлов в векторной форме с оценкой абсолютных углов напряжений по отношению к базисному узлу. Проверка точности расчета производится по напряжению в узле 3, кВ:

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_0 - \Delta \dot{U}_{02}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{02}^{(1)} = i_{02}^{(1)} Z_{02} = (0,324 - j0,219)(3 + j7) = 2,505 + j1,611;$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = 120 - 2,505 - j1,611 = 117,495 - j1,611 = 117,51 \angle -0,786^\circ;$$

$$\dot{U}_3^{(1)'} = \dot{U}_2^{(1)} - \Delta \dot{U}_{23}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{23}^{(1)} = i_{23}^{(1)} Z_{23} = (0,224 - j0,156)(2 + j2,5) = 0,838 + j0,248;$$

$$\dot{U}_3^{(1)'} = 117,495 - j1,611 - 0,838 - j0,248 = 116,657 - j1,859 = 116,67 \angle -0,913^\circ;$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = \dot{U}_0 - \Delta \dot{U}_{01}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{01}^{(1)} = i_{01}^{(1)} Z_{01} = (0,310 - j0,191)(4 + j8) = 2,768 + j1,716;$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = 120 - 2,768 - j1,716 = 117,232 - j1,716 = 117,25 \angle -0,839^\circ;$$

$$\dot{U}_3^{(1)''} = \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{13}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{13}^{(1)} = i_{13}^{(1)} Z_{13} = (0,05 - j0,056)(4 + j7) = 0,592 + j0,126;$$

$$\dot{U}_3^{(1)''} = 117,232 - j1,716 - 0,592 - j0,126 = 116,64 - j1,842 = 116,66 \angle -0,905^\circ;$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{14}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{14}^{(1)} = i_{14}^{(1)} Z_{14} = (0,093 - j0,043)(3 + j4) = 0,451 + j0,243;$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = 117,232 - j1,716 - 0,451 - j0,243 = 116,781 - j1,959 = 116,80 \angle -0,961^\circ;$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \dot{U}_4^{(1)} + \Delta \dot{U}_{54}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{54}^{(1)} = \dot{i}_{54}^{(1)} Z_{54} = (0,207 - j0,171)(1 + j3) = 0,72 + j0,45;$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(1)} &= 116,781 - j1,959 + 0,72 + j0,45 = 117,501 - j1,509 = \\ &= 117,51 \angle -0,736^\circ; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_3^{(1)'''} = \dot{U}_5^{(1)} - \Delta \dot{U}_{35}^{(1)},$$

$$\Delta \dot{U}_{35}^{(1)} = \dot{i}_{35}^{(1)} Z_{35} = (0,126 - j0,082)(3,5 + j5) = 0,851 + j0,343;$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)'''} &= 117,501 - j1,509 - 0,851 - j0,343 = 116,65 - j1,852 = \\ &= 116,67 \angle -0,910^\circ. \end{aligned}$$

Погрешность расчета $\dot{U}_3^{(1)}$ невелика и поэтому в качестве приближения можно принять среднее алгебраическое значение $\dot{U}_3^{(1)'}$, $\dot{U}_3^{(1)''}$, $\dot{U}_3^{(1)'''}$, кВ:

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= \frac{\dot{U}_3^{(1)'} + \dot{U}_3^{(1)''} + \dot{U}_3^{(1)'''}}{3} = \\ &= \frac{116,657 - j1,859 + 116,64 - j1,842 + 116,65 - j1,852}{3} = \\ &= 116,649 - j1,851 = 116,66 \angle -0,909^\circ. \end{aligned}$$

Напряжения и токи в первой итерации расчета показаны на рис. 5.19.

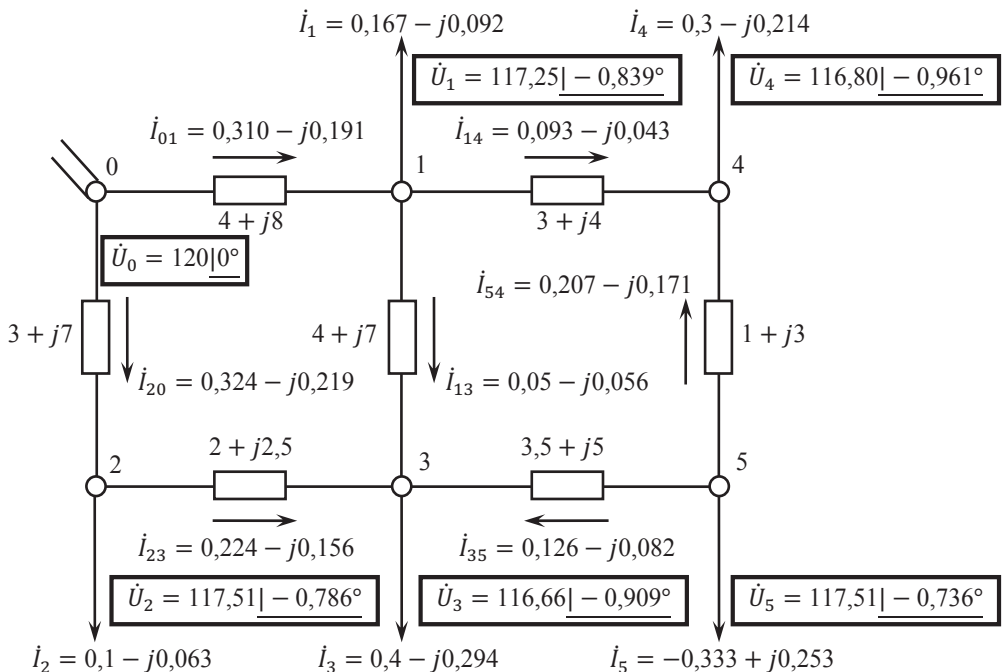


Рис. 5.19. Результаты расчета режима методом контурных уравнений (первая итерация)

Вторая итерация расчета

Вторая итерация расчета начинается с пункта 2 с новыми значениями напряжений и выполняется аналогично описанному. Вид контурных уравнений на второй итерации не изменится, но изменятся значения свободных членов уравнений, что обусловлено уточнением узловых токов.

Задача 5. Составить уравнения узловых напряжений (УУН) в общем виде для сети, изображенной на рис. 5.20. Считать известными проводимости всех ветвей и шунтов, напряжение балансирующего узла, мощности нагрузок.

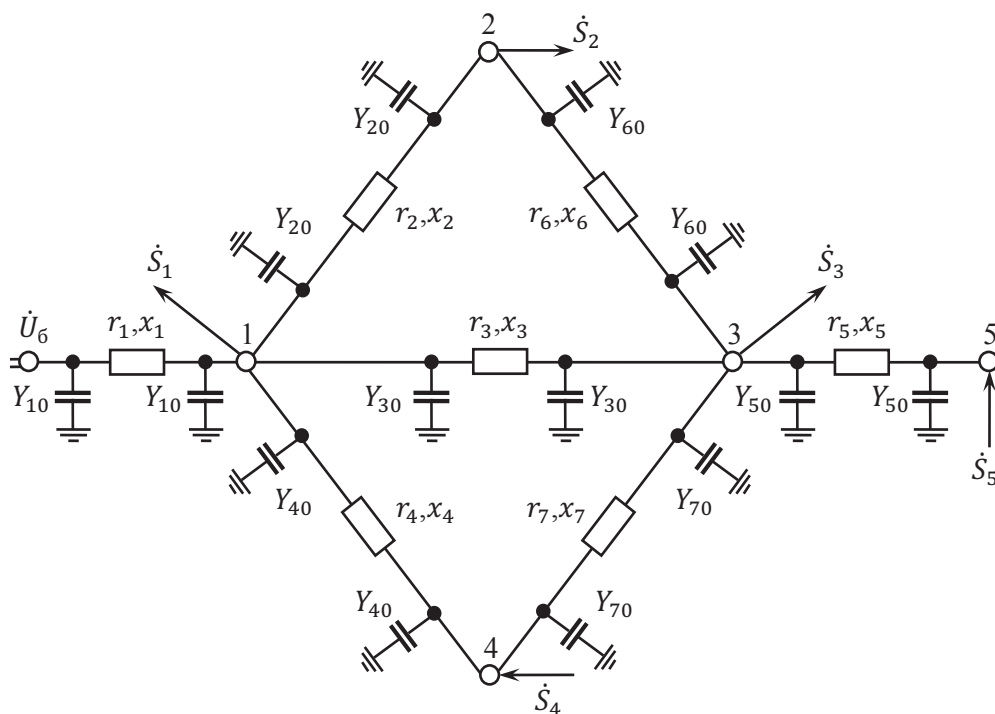


Рис. 5.20. Схема замещения сети

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

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 $Z = R + jX$, то

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

где $Z^2 = R^2 + X^2$.

С учетом изложенного система уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей

$$-(Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_{10} + Y_{20} + Y_{30} + Y_{40})\dot{U}_1 + Y_2\dot{U}_2 + Y_3\dot{U}_3 + Y_4\dot{U}_4 = S_1^*/\dot{U}_1 - Y_1\dot{U}_6;$$

$$Y_2\dot{U}_1 - (Y_2 + Y_6 + Y_{20} + Y_{60})\dot{U}_2 + Y_6\dot{U}_3 = S_2^*/\dot{U}_2;$$

$$Y_3\dot{U}_1 + Y_6\dot{U}_2 - (Y_3 + Y_6 + Y_7 + Y_{30} + Y_{60} + Y_{70} + Y_{50})\dot{U}_3 + Y_7\dot{U}_4 + Y_5\dot{U}_5 = S_3^*/\dot{U}_3;$$

$$Y_4\dot{U}_1 + Y_7\dot{U}_3 - (Y_4 + Y_7 + Y_{40} + Y_{70})\dot{U}_4 = -S_4^*/\dot{U}_4;$$

$$Y_5\dot{U}_3 - (Y_5 + Y_{05})\dot{U}_5 = -S_5^*/\dot{U}_5.$$

Задача 6. Найти коэффициенты распределения потоков (токов) в сети, изображенной на рис. 5.21. Сеть однородная, на рисунке показаны соотношения эквивалентных длин линий.

Решение задачи. Метод коэффициентов распределения основан на методе наложения.

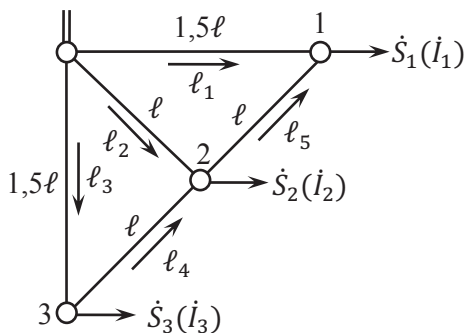


Рис. 5.21. Исходная схема сети

Перед расчетом сети методом коэффициентов распределения потоков (токов) необходимо пронумеровать узлы и ветви, а также указать условные направления ветвей. Указание условных направлений ветвей необходимо для однозначного (по отношению к условному) определения знаков коэффициентов распределения. На рис. 5.21 выполнена нумерация узлов сети ($i = 1, 2, 3; n = 3$), пронумерованы и направлены ветви ($j = \ell_1, \ell_2, \ell_3, \ell_4, \ell_5; m = 5$).

Поток мощности \dot{S}_j или ток \dot{I}_j в ветви с номером j определяется в виде линейной комбинации потоков \dot{S}_i или токов \dot{I}_i нагрузок узлов, на схеме сети все узловые мощности или токи указываются как нагрузки (генерация учитывается при подстановке численных значений). В таком случае поток мощности \dot{S}_j или ток \dot{I}_j в ветви с номером j

$$\dot{S}_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} \dot{S}_i; \quad \dot{I}_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} \dot{I}_i; \quad j = 1, 2, \dots, m_j,$$

где n – число узлов сети без балансирующего узла; m – число ветвей.

Для определения коэффициентов распределения α_{ij} мощность нагрузки в одном узле принимается равной единице, а во всех остальных узлах – равной нулю.

В результате расчета потоков или токов в схеме вычисляется строка матрицы коэффициентов распределения (номер строки соответствует номеру узла, мощность нагрузки которого принята равной единице). Значения коэффициентов равны потокам мощности или токам в соответствующих ветвях сети.

Число строк в матрице коэффициентов распределения соответствует числу узлов без балансирующего узла, число столбцов определяется числом ветвей. В данной задаче число строк равно 3, число столбцов равно 5.

Шаг 1. Определение столбца 1 (номер узла $i = 1$) матрицы коэффициентов распределения. При этом мощность (ток) нагрузки узла 1 $S_1 = 1$ ($I_1 = 1$), а нагрузки или токи остальных узлов равны нулю.

Схема в таком случае упрощается, на рис. 5.22, а пунктирными стрелками показаны направления потоков от единственного источника (базисного узла) к единственной нагрузке (узел 1). При определении значений потоков в схеме будет выполнен расчет столбца 1 матрицы коэффициентов распределения. Знаки коэффициентов распределения находятся при сравнении направлений ветвей в исходной схеме (рис. 5.21) и направлений мощности в схеме (рис. 5.22, а), при их совпадении коэффициент имеет знак плюс, при несовпадении – минус.

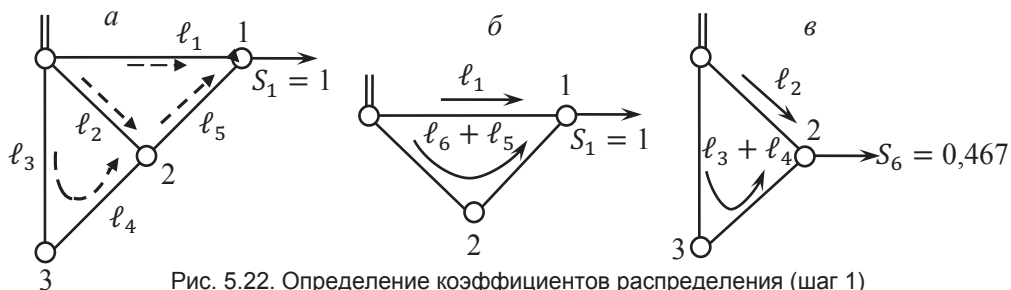


Рис. 5.22. Определение коэффициентов распределения (шаг 1)

Поскольку нагрузка приложена только в узле 1, то можно достаточно легко выполнить пассивное преобразование сети: длины ℓ_4 и ℓ_3 соединить последовательно, а затем параллельно 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. 5.22, б.

Потоки мощности распределяются обратно пропорционально длинам:

$$\ell_2 = 1,5\ell;$$

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

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

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

По ветви $\ell_1 = 1,5\ell$ протекает поток, соответствующий α_{11} ,

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

По ветви ℓ_5 и эквивалентной ветви ℓ_6 протекает поток, соответствующий коэффициентам $\alpha_{15} = \alpha_{16}$,

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

По эквивалентной длине ℓ_6 протекает поток $S_6 = 0,467$, ветвь представляет собой две параллельные ветви (рис. 5.22, в): ℓ_2 и $\ell_3 + \ell_4$, — поток по которым соответствует коэффициентам α_{12} и $\alpha_{13} = \alpha_{14}$,

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

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

Шаг 2. Пусть теперь $\dot{S}_2 = 1$, $\dot{S}_1 = \dot{S}_3 = 0$ (рис. 5.23, а).

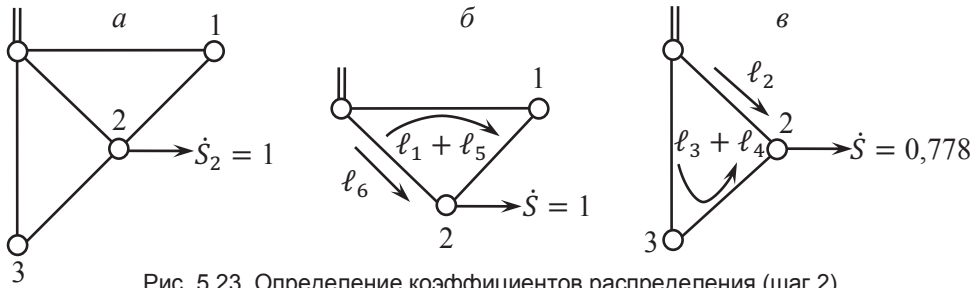


Рис. 5.23. Определение коэффициентов распределения (шаг 2)

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. 5.23, 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. 5.23, 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. Нагрузка = 1, $\dot{S}_1 = \dot{S}_2 = 0$ (рис. 5.24, а).

Проводятся пассивные преобразования сети:

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

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

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

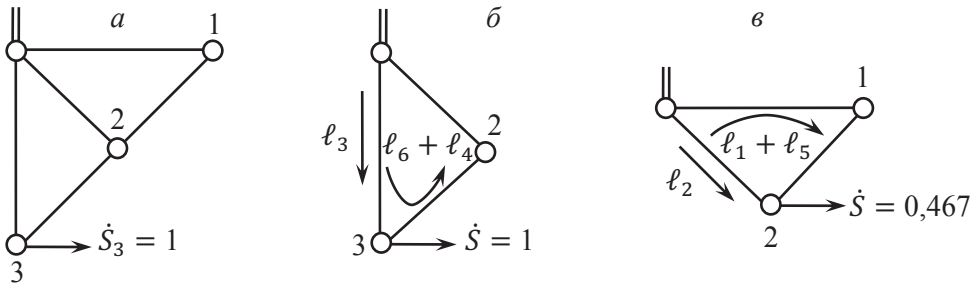


Рис. 5.24. Определение коэффициентов распределения (шаг 3)

После преобразований получается схема, приведенная на рис. 5.24, 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. 5.24, в представлена схема обратного преобразования:

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

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

В результате расчетов получена матрица коэффициентов распределения

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

6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Общие положения

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой f и напряжением U [4].

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Суммарная активная P_T мощность генераторов энергосистемы расходуется на покрытие нагрузок P_H , потерь мощности в элементах электрических сетей ΔP и собственных нужд электростанций и подстанций P_{CH} .

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.

Допустимое отклонение частоты согласно ГОСТ 32144–2013 в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать ($\pm 0,2$) Гц в течение 95 % времени и ($\pm 0,4$) Гц в течение 100 % времени.

Отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенными к синхронизированным системам, не должно превышать (± 1) Гц в течение 95 % времени и (± 5) Гц в течение 100 % времени.

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются высокие требования, так как следствием больших отклонений могут стать выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса, брак продукции и т. п.

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

является узел, нагрузка которого состоит из различных потребителей, таких как станки, вентиляторы, осветительная нагрузка, потери в сети и другие.

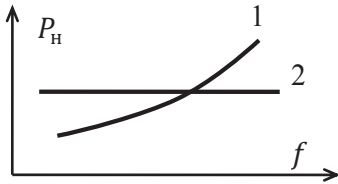


Рис. 6.1. Статические характеристики нагрузки:
1 – реальная; 2 – без учета регулирующего
эффекта нагрузки

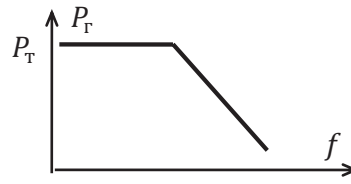


Рис. 6.2. Статическая характеристика
турбогенератора

Как видно из рис. 6.1 (кривая 1), нагрузка обладает положительным регулирующим эффектом по активной мощности, препятствующим изменению частоты. Кривая 2 на рис. 6.1 соответствует нагрузке, мощность которой не зависит от частоты (без учета регулирующего эффекта).

Статическая характеристика турбогенератора имеет отрицательный угол наклона (рис. 6.2), это объясняется тем, что при снижении частоты регулятор скорости турбины подает сигнал на увеличение количества энергоносителя (пара, воды), при этом увеличивается момент на валу турбины и соответственно мощность генератора.

Статические характеристики комплексного узла нагрузки и турбогенератора определяются статизмом или крутизной характеристик.

Статизм характеристики турбогенератора S_{Γ} можно найти по формуле

$$S_{\Gamma} = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_{\Gamma} / P_{0\Gamma}} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_{\Gamma}^*},$$

где Δf , ΔP_{Γ} – изменения частоты и генерирующей мощности в именованных единицах; f_0 , $P_{0\Gamma}$ – начальные значения частоты и генерирующей мощности в именованных единицах; Δf^* , ΔP_{Γ}^* – относительные изменения частоты и генерирующей мощности.

Крутизна характеристики турбогенератора обратна его статизму

$$K_{\Gamma} = \frac{1}{S_{\Gamma}} = \frac{\Delta P_{\Gamma} / P_{0\Gamma}}{\Delta f / f_0} = \frac{\Delta P_{\Gamma}^*}{\Delta f^*}.$$

Статизм и крутизна характеристики комплексного узла нагрузки

$$S_H = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_H / P_{0H}} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_H^*};$$

$$K_H = \frac{1}{S_H} = \frac{\Delta P_H^*}{\Delta f^*} = \frac{\Delta P_H / P_{0H}}{\Delta f / f_0} = \frac{\Delta P_H^*}{\Delta f^*},$$

где $\Delta P_H, P_{0H}$ – изменение и начальное значение мощности нагрузки.

Сущность регулирования частоты в энергосистеме показана на рис. 6.3.

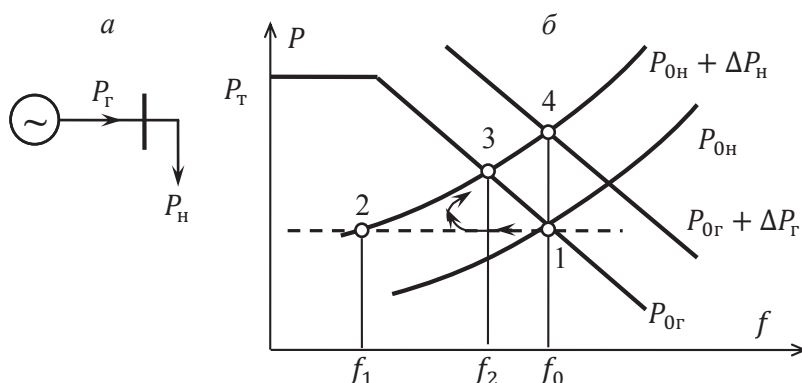


Рис. 6.3. Регулирование частоты:

а – схема сети; б – характеристики генератора (P_G) и нагрузки (P_H)

Первоначальный баланс мощности соответствует частоте f_0 , при росте нагрузки $P_{0H} + \Delta P_H$ частота снижается, причем если бы отсутствовало регулирование, то установилась бы частота f_1 , обусловленная только регулирующим эффектом нагрузки. За счет статизма генератора частота поднялась до f_2 , т. е. выполнено *первичное* регулирование частоты. После первичного регулирования частота f_2 меньше f_0 , поэтому на частотоведущих станциях в системе вводится резервная мощность (новая характеристика генератора $P_{0G} + \Delta P_G$) до возвращения системы к номинальной частоте f_0 . Это *вторичное* регулирование частоты, которое возможно лишь при наличии в системе резерва активной мощности [5].

Типовые задачи

Задача 1. Определить частоту в системе, работающей с номинальной частотой и начальной нагрузкой 10 ГВт, после включения дополнительной нагрузки 200 МВт (без учета ее регулирующего эффекта нагрузки). В системе имеется

большой резерв генерирующей мощности, коэффициент статизма эквивалентного генератора $S_r = 0,1$.

Решение задачи. При решении 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, $P_0 = P_{0H} = P_{0Г} = 10$ ГВт, характеристика регулятора скорости турбины $P_r, f_0 = f_H$.

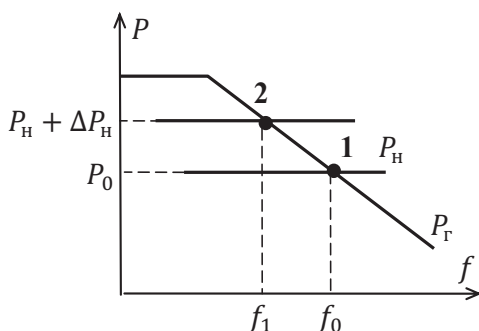


Рис. 6.4. Статические характеристики генератора и нагрузки

При росте нагрузки ее характеристика перемещается параллельно исходной вверх и занимает положение $P_H + \Delta P_H$. Результирующая частота $f_1 = f_0 - \Delta f$ соответствует новому балансу (точка 2).

Подключение дополнительной нагрузки приводит к снижению частоты в энергосистеме. При снижении частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и увеличивается подача энергоносителя на ее лопатки. Как следствие, растет момент на валу турбогенератора, увеличивается выдача активной мощности и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме. Регулирование, как видно из рис. 6.4, выполняется за счет статизма характеристики генератора. Коэффициент статизма генератора

$$S_r = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_r / P_{0Г}} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_r^*} = \frac{1}{K_r}.$$

В таком случае изменение частоты в относительных единицах

$$\Delta f^* = S_r \Delta P^* = 0,1 \cdot \frac{200}{10\,000} = 0,002,$$

или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* f_0 = 0,002 \cdot 50 = 0,1$ Гц.

Рост активной мощности нагрузки приводит к уменьшению частоты до $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,1 = 49,9$ Гц.

Проверка качества электроэнергии по ГОСТ 32144–2013 показывает, что значение частоты соответствует его требованиям.

Задача 2. Генераторы электроэнергетической системы имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{\text{Г пред}} = 2300$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Статизм характеристики генераторов $S_{\text{Г}} = 0,067$, нагрузки — $S_{\text{Н}} = 1$.

- 1) Определить частоту в ЭЭС после ее первичного регулирования при подключении дополнительной нагрузки $\Delta P_{\text{Н}} = 200$ МВт.
- 2) Определить регулирующий эффект нагрузки.

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

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

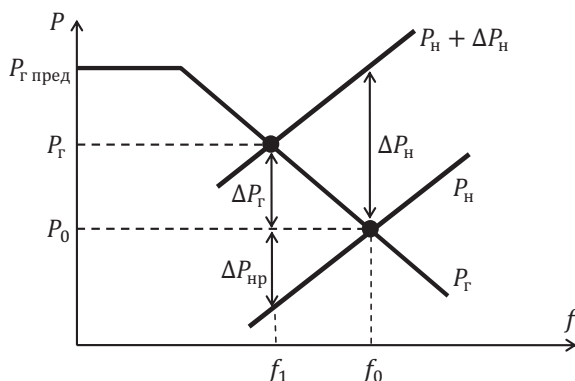


Рис. 6.5. Первичное регулирование частоты и регулирующий эффект нагрузки

При росте нагрузки энергосистемы она становится равной 2200 МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации, $P_{\text{Г пред}} = 2300$ МВт. 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

$$\Delta P_{\text{Н}}^* = \Delta P_{\text{Г}}^* + \Delta P_{\text{нр}}^*,$$

где $\Delta P_{\text{Г}}^*$ – увеличение генерируемой мощности в относительных цах; $\Delta P_{\text{нр}}^*$ – снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки. При этом изменение частоты можно найти по выражению

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

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

Относительное снижение частоты с f_0 до f_1

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

или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* f_0 = 0,0063 \cdot 50 = 0,315$ Гц.

В системе установится частота $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,315 = 49,685$ Гц.

Включение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Отклонение частоты более 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ 32144–2013, и необходимо выполнить ее регулирование.

2) Для определения регулирующего эффекта нагрузки следует учесть, что без учета регулирующего эффекта нагрузки (характеристика показана на рис. 6.6. жирным пунктиром) частота $f_2 < f_1$ в системе определялась бы только статизмом генератора. При этом $\Delta f_2 = f_0 - f_2$, а изменение генерирующей мощности равно приросту нагрузки $\Delta P_{\text{Н}}^* = \Delta P_{\text{Г}}^*$.

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_r + K_n) = 0,01 \cdot \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1} \right) = 0,16.$$

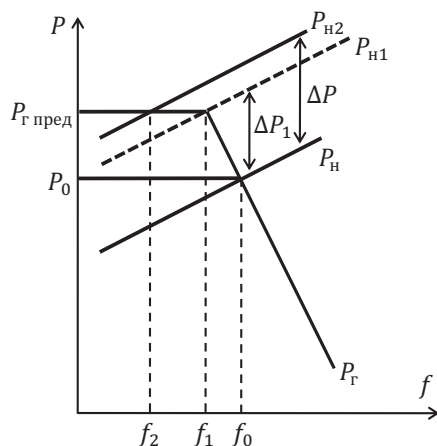


Рис. 6.7. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

Таким образом, на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки $\Delta P_1 = 0,16 \cdot 2000 = 320$ МВт. Оставшаяся часть нагрузки $\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1 = 400 - 320 = 80$ МВт.

Покрывание оставшейся части нагрузки обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки. В результате относительное снижение частоты от f_1^* до f_2^* , о. е.,

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

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 $f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5$ 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.

Включение дополнительной нагрузки привело к снижению частоты более чем на 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии не соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013, и необходимо вторичное регулирование частоты.

Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

Задача 4. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{г\text{ пред}} = 2400$ МВт и работают при начальной номинальной частоте $f_0 = 50$ Гц с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_{н} = 200$ МВт. Статизм характеристики нагрузки $S_{н} = 1$ генераторов: 1) $S_{г} = 0,06$; 2) $S_{г} = 0,08$. Проанализировать влияние величины статизма характеристики генераторов на регулирование частоты.

Решение задачи. Решение данной задачи выполняется аналогично тому, как это сделано в задаче 2. В результате увеличения нагрузки, $\Delta P_{н} = 200$ МВт, итоговая нагрузка ЭЭС будет $P_{н1} = 2200$ 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, регулирующим эффектом нагрузки и работой регулятора скорости вращения турбины совместно

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

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

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

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

1. Если $S_{г} = 0,06$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* составляет:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{н}}{P_0(K_{г} + K_{н})} = \frac{200}{2000 \cdot \left(\frac{1}{0,06} + \frac{1}{1}\right)} = 0,005\,66,$$

или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* f_0 = 0,005\,66 \cdot 50 = 0,283$ Гц.

В системе установится частота $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,283 = 49,717$ Гц.

2. Если $S_{г} = 0,08$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* будет

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

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

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

Таким образом, чем меньше значение статизма характеристики генератора и соответственно чем больше крутизна характеристики генератора, тем выше эффект первичного регулирования частоты в ЭЭС.

Задача 5. Генераторы ЭЭС работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Статизм характеристики генераторов $S_{\Gamma} = 0,067$, нагрузки – $S_{\text{н}} = 1$. Определить частоту в ЭЭС после ее первичного регулирования при снижении нагрузки $\Delta P_{\text{н}} = 200$ МВт.

Решение задачи. Снижение нагрузки в энергосистеме приводит к росту частоты в энергосистеме. При росте частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и снижается подача энергоносителя на ее лопатки. Как следствие, снижается выдача активной мощности генераторами, и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме.

При анализе процесса первичного регулирования частоты учитывается регулирующий эффект нагрузки, что соответствует росту потребления активной мощности нагрузкой. Поэтому величина роста частоты $\Delta f = f_1 - f_0$, как показано на рис. 6.8, 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;

$\Delta P_{\text{нр}}^*$ – рост величины нагрузки за счет ее регулирующего эффекта.

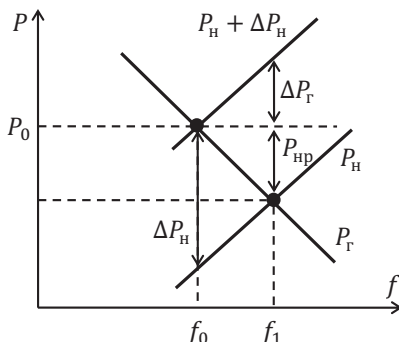


Рис. 6.8. Первичное регулирование частоты после снижения нагрузки

Относительный рост частоты от f_0 до f_1 составляет, о. е.,

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_H}{P_0(K_r + K_H)} = \frac{200}{2000 \cdot \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0063,$$

или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* f_0 = 0,0063 \cdot 50 = 0,315$ Гц.

В системе установится частота $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,315 = 49,685$ Гц.

Допустимое отклонение частоты в 95 % времени не более 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ 32144–2013, и необходимо выполнить ее регулирование.

Задача 6. В периоды утренних подъемов и ночных сбросов электропотребления динамические изменения нагрузки могут достигать больших значений – до 10–15 % за 30 минут. Определить возможное изменение частоты в системе примерно за 30 минут с учетом диапазонов возможного изменения крутизны характеристик нагрузки (статизм нагрузки варьируется в диапазоне 0,5–1,0; крутизна – в диапазоне 1–2) и регуляторов скорости турбин (статизм характеристики генераторов в диапазоне 0,05–0,1; крутизна 20–10).

Решение задачи. Изменение частоты определяется по выражению

$$\Delta f = \Delta P^* f_0 / (K_r + K_H).$$

Принимая за базу номинальную частоту $f_0 = f_{\text{ном}}$ и учитывая введенные диапазоны параметров, можно записать

$$\Delta f = \frac{(0,1 \dots 0,15) \cdot 50}{(20 \dots 10) + (2 \dots 1)} = (0,227 \dots 0,682) \text{ Гц.}$$

Таким образом, можно видеть, что регулирующего действия одних лишь регуляторов скорости турбин может быть недостаточно для того, чтобы обеспечить качественное поддержание частоты. Требуется вторичное регулирование частоты, особенно если резерв мощности в системе недостаточный.

Задача 7. Определить частоту в системе, работающей с номинальной частотой с нагрузкой 10 ГВт, после отключения блока мощностью 200 МВт (без учета регулирующего эффекта нагрузки). В системе имеется резерв генерирующей мощности, коэффициент статизма эквивалентного генератора $S_r = 0,1$.

Решение задачи. При решении задачи предполагается, что регулирующий эффект нагрузки не учитывается, т. е. характеристика нагрузки не зависит от частоты (рис. 6.9, характеристика P_H).

Начальный режим (точка 1) соответствует балансу мощности, $P_0 = P_H = P_G = 10$ ГВт, характеристика регулятора скорости турбины P_G , $f_0 = f_{\text{ном}}$.

При снижении генерирующей мощности характеристика генератора перемещается параллельно исходной вниз и занимает положение $P_G - \Delta P_G$. Результирующая частота $f_1 = f_0 - \Delta f$ соответствует новому балансу (точка 2).

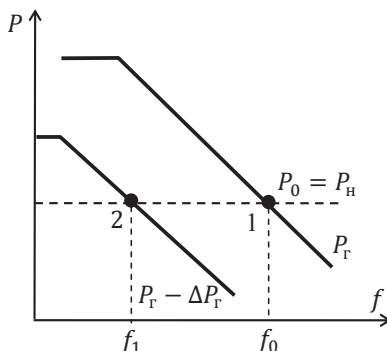


Рис. 6.9. Статические характеристики генератора и нагрузки

Коэффициент статизма генератора

$$S_G = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_G / P_0} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P^*}.$$

Изменение частоты, о. е.,

$$\Delta f^* = S_G \Delta P^* = 0,1 \cdot \frac{200}{10\,000} = 0,002,$$

или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* f_0 = 0,002 \cdot 50 = 0,1$ Гц.

Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты до $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,1 = 49,9$ Гц.

Задача 8. В энергосистеме с генераторами $8 \cdot 200 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 50$ МВт начальная мощность нагрузки $P_0 = 2000$ МВт при номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}}$. Определить частоту в системе после первичного регулирования при отключении блока 50 МВт, если статизм генератора $S_G = 0,067$, нагрузки $S_H = 1$.

Решение задачи. Начальная предельная мощность генераторов системы $P_{Г\text{ пред}} = 8 \cdot 200 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 50 = 2100$ МВт. Начальный резерв мощности $P_{Г\text{ рез}} = P_{Г\text{ пред}} - P_0 = 2100 - 2000 = 100$ МВт. При отключении блока 50 МВт в системе еще сохранится резерв.

В процессе первичного регулирования, когда в регулировании частоты участвуют регуляторы скорости турбин и проявляется регулирующий эффект нагрузки, снижение частоты при потере части генераторов все же произойдет (рис. 6.10).

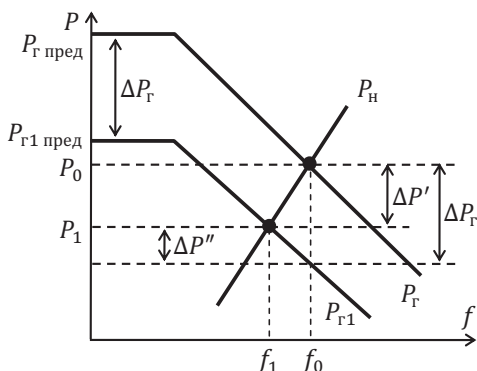


Рис. 6.10. Первичное регулирование частоты при отключении части генераторов и наличии резерва мощности

При отключении части генераторов суммарной мощностью ΔP_G частотная характеристика генерирующей мощности (оставшихся в работе генераторов) снизится. Ускоряющий момент генераторов становится ниже тормозного момента нагрузки, и система тормозится. Новые значения мощности системы и частоты будут определяться точкой пересечения характеристики нагрузки и нового положения характеристики генерирующей мощности. При этом проявляется регулирующий эффект нагрузки, и она уменьшается.

Если обозначить изменение мощности нагрузки через $\Delta P'$, а изменение мощности оставшихся в работе генераторов при изменении частоты от первоначального значения f_0 до результирующего f_1 через $\Delta P''$, то можно записать, что $\Delta P_G = \Delta P' + \Delta P''$. При этом изменение $\Delta P'$ определяется статизмом характеристики нагрузки, а изменение $\Delta P''$ — статизмом характеристики генераторов.

Если заменить статизм характеристик крутизной, то можно записать

$$\Delta f^*(K_{\Gamma} + K_{\text{H}}) = (\Delta P')^* + (\Delta P'')^* = \Delta P_{\Gamma}^*,$$

что дает возможность определить изменение частоты.

При действии регуляторов скорости турбин и при учете регулирующего эффекта нагрузки изменение частоты, о. е., составляет

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\Gamma}}{P_0(K_{\Gamma} + K_{\text{H}})} = \frac{50}{2000 \cdot \left(1 + \frac{1}{0,067}\right)} = 1,56 \cdot 10^{-3}.$$

Отсюда изменение частоты $f_0 - f_1 = \Delta f = 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 50 = 0,08$ Гц.

Новое значение частоты в системе будет

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,08 = 49,92 \text{ Гц.}$$

Соответственно новое значение мощности

$$P_1 = P_0(1 - \Delta f^* K_{\text{H}}) = 2000 \cdot (1 - 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 1) = 1997 \text{ МВт.}$$

Задача 9. В энергосистеме с генераторами $(8 \cdot 200 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 50)$ МВт происходит аварийное отключение блока 200 МВт, начальная мощность нагрузки $P_0 = 2000$ МВт при номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}}$. Определить частоту в системе после первичного регулирования, статизм генераторов $S_{\Gamma} = 0,067$, статизм нагрузки $S_{\text{H}} = 1$.

Решение задачи. Начальный баланс мощностей в системе соответствует точке 1 на рис. 6.11. При снижении мощности генерации в пределах резерва $P_{\Gamma, \text{рез}}$ происходит изменение частоты от первоначального значения f_0 до f_1 (точка баланса 2). Регулирование на данном этапе выполняется за счет работы регуляторов скорости турбин и проявления регулирующего эффекта нагрузки. При этом снижение генерации компенсируется на величину $\Delta P'$ за счет статизма характеристики нагрузки, а на величину $\Delta P''$ за счет статизма характеристики генераторов, что дает возможность определить изменение частоты.

$$\Delta f^*(K_{\Gamma} + K_{\text{H}}) = (\Delta P')^* + (\Delta P'')^* = P_{\Gamma, \text{рез}}^*.$$

При действии регуляторов скорости турбин и при учете регулирующего эффекта нагрузки изменение частоты, о. е.,

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{г.рез}}}{P_0(K_{\text{Г}} + K_{\text{Н}})} = \frac{100}{2000 \cdot \left(1 + \frac{1}{0,067}\right)} = 3,12 \cdot 10^{-3},$$

или в абсолютном выражении $f_0 - f_1 = \Delta f = 3,12 \cdot 10^{-3} \cdot 50 = 0,16$ Гц.

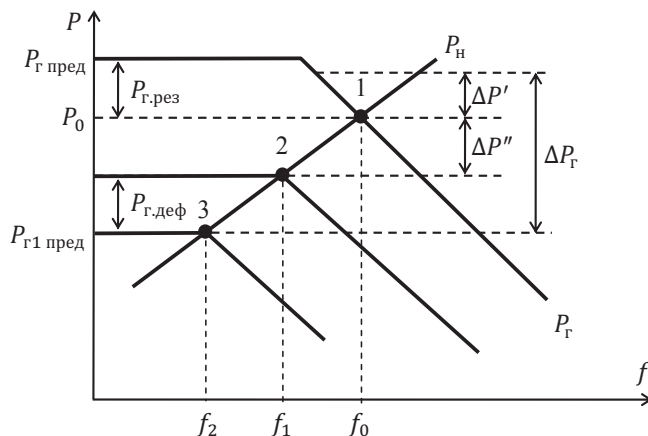


Рис. 6.11. Первичное регулирование частоты при отключении части генераторов и дефиците мощности

Новое значение частоты в системе $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,16 = 49,84$ Гц.

Дальнейшее снижение генерирующей мощности приведет к появлению дефицита мощности $P_{\text{Г.деф}} = P_0 - P_{\text{Г1 пред}} = 2000 - 1900 = 100$ МВт.

Дальнейшее регулирование частоты от значения f_1 до результирующего f_2 выполняется только за счет статизма нагрузки (баланс в точке 3)

$$\Delta f_2 = f_1 - f_2 = \frac{P_{\text{Г.деф}}}{P_0} S_{\text{Н}} f_0 = \frac{100}{2000} \cdot 1 \cdot 50 = 2,5 \text{ Гц.}$$

Таким образом, отключение 100 МВт при наличии резерва привело к снижению частоты на 0,16 Гц, а отключение 100 МВт при отсутствии резерва привело к снижению частоты на 2,5 Гц. Это свидетельствует о важности наличия резерва генерирующей мощности у оставшихся в работе генераторов, причем необходимая величина резерва должна быть не менее мощности самого крупного блока.

7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Общие положения

Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения [5]. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т. п. Согласно ГОСТ 32144–2013, отклонения напряжения в точках передачи электрической энергии не должны превышать $(\pm 10)\%$ от номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени. В электрической сети потребителя должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений.

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 и потребляющие 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. В источнике [5] описаны принципы регулирования напряжения в ЭЭС.

Типовые задачи

Задача 1. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле A для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 7.1, на схеме указаны нагрузки в максимальном режиме, сопротивления сети в омах. Суточные графики нагрузок приведены на рис. 7.2. Номинальное напряжение сети 6 кВ. Допустимые диапазоны напряжений на шинах составляют 5,7–6,3 кВ. Потерями в сети пренебречь.

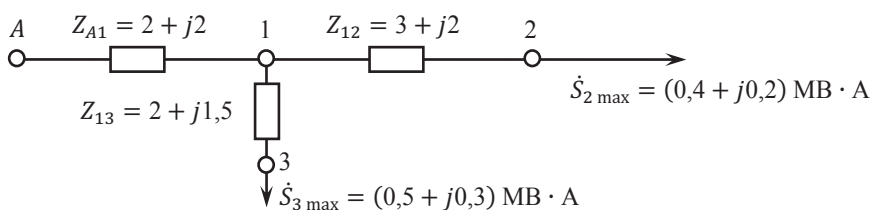


Рис. 7.1. Схема замещения сети

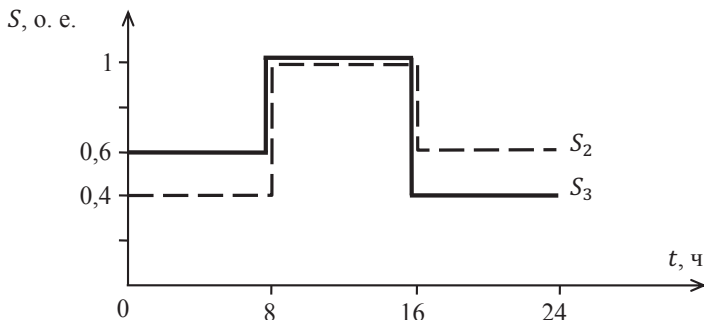


Рис. 7.2. Графики нагрузок потребителей

Решение задачи. Для проверки возможности централизованного регулирования напряжения в узле A для потребителей в узлах 2 и 3 следует выяснить, существуют ли в суточном диапазоне такие уровни напряжений в узле A , которые одновременно обеспечат допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3.

Проверка выполняется поочередно для обоих потребителей для всех (трех) временных диапазонов одновременно неизменных нагрузок узлов 2 и 3. Потеря напряжения определяется по продольной составляющей падения напряжения и в соответствии с условиями задачи без учета потерь мощности.

1. Временной интервал 0–8 ч.

Нагрузки узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_2 = 0,4\dot{S}_{2\max} = 0,16 + j0,08;$$

$$\dot{S}_3 = 0,6\dot{S}_{3\max} = 0,3 + j0,18.$$

Потоки мощностей в сети без учета потерь мощности, МВ·А:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_2 = 0,16 + j0,08;$$

$$\dot{S}_{31} = \dot{S}_3 = 0,3 + j0,18;$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{31} = 0,16 + j0,08 + 0,3 + j0,18 = 0,46 + j0,26.$$

Уровни напряжений в узле А ($U_{2\min}^A$, $U_{2\max}^A$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{2\min}$ и максимальное $U_{2\max}$ напряжения в узле 2, кВ:

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

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

Определение $U_{2\max}^A$ (кВ), $U_{2\max} = 6,3$ кВ:

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

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

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

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

Определение $U_{2\min}^A$ (кВ), $U_{2\min} = 5,7$ кВ:

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

$$U_1 = 5,7 + 0,11 = 5,81 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,8} = 0,25;$$

$$U_{2\min}^A = 5,7 + 0,11 + 0,25 = 6,06.$$

Диапазон приемлемых для потребителя узла 2 напряжений узла А 6,63–6,06 кВ.

Уровни напряжений в узле А ($U_{3\min}^A$, $U_{3\max}^A$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{3\min}$ и максимальное $U_{2\max}$ напряжения в узле 3, кВ:

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

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

Определение $U_{3 \max}^A$ (кВ), $U_{3 \max} = 6,3$ кВ:

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

$$U_1 = 6,3 + 0,14 = 6,44;$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}Y_{A1}}{U_1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{6,44} = 0,22;$$

$$U_{3 \max}^A = 6,3 + 0,14 + 0,22 = 6,66.$$

Определение $U_{3 \min}^A$ (кВ), $U_{3 \min} = 5,7$ кВ:

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

$$U_1 = 5,7 + 0,15 = 5,85;$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,85} = 0,25;$$

$$U_{3 \min}^A = 5,7 + 0,15 + 0,25 = 6,1.$$

Диапазон приемлемых для потребителя узла 3 напряжений узла А 6,66–6,1 кВ.

Далее возникает задача поиска на временном интервале 0-8 часов диапазона напряжений узла А, одновременно приемлемых для узлов 2 и 3. Этот диапазон удобно показывать на диаграмме напряжений узла А, приведенной на рис. 7.3. Он соответствует пересечению области допустимых напряжений для узла 3 ($U_{3 \min}^A - U_{3 \max}^A$), показанной на рис. 7.3 сплошной линией, и области допустимых напряжений для узла 2 ($U_{2 \min}^A - U_{2 \max}^A$), показанной пунктиром.

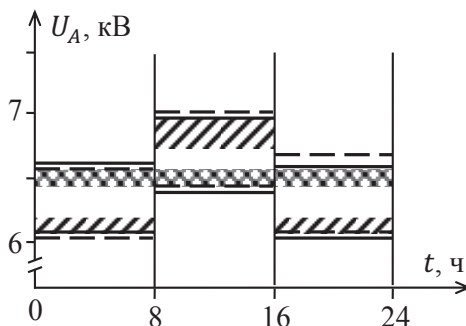


Рис. 7.3. Диаграмма напряжений узла А

Заштрихованная область соответствует уровням напряжений в узле А, которые обеспечивают допустимые напряжения одновременно в узлах 2 и 3.

2. Временной интервал 8–16 ч.

Нагрузки узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{2\max} = 0,4 + j0,2;$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_{3\max} = 0,5 + j0,3.$$

Потоки мощностей в сети без учета потерь мощности, МВ·А:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_2 = 0,4 + j0,2;$$

$$\dot{S}_{31} = \dot{S}_3 = 0,5 + j0,3;$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{31} = 0,4 + j0,2 + 0,5 + j0,3 = 0,9 + j0,5.$$

Расчет напряжений в узле А ($U_{2\min}^A, U_{2\max}^A$) и ($U_{3\min}^A, U_{3\max}^A$), кВ:

$$\Delta U_{12} = (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2)/6,3 = 0,25; \quad U_1 = 6,3 + 0,25 = 6,55;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/6,55 = 0,43; \quad U_{2\max}^A = 6,98;$$

$$\Delta U_{12} = (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2)/5,7 = 0,28; \quad U_1 = 5,7 + 0,28 = 5,98;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/5,98 = 0,47; \quad U_{2\min}^A = 6,45;$$

$$\Delta U_{31} = (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5)/6,3 = 0,23; \quad U_1 = 6,3 + 0,23 = 6,53;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/6,53 = 0,43; \quad U_{3\max}^A = 6,96;$$

$$\Delta U_{31} = (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5)/5,7 = 0,25; \quad U_1 = 5,7 + 0,25 = 5,95;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2)/5,95 = 0,47; \quad U_{3\min}^A = 6,42.$$

3. Временной интервал 16–24 ч.

Нагрузки узлов, МВ·А:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_2 = 0,6\dot{S}_{2\max} = 0,6 \cdot (0,4 + j0,2) = 0,24 + j0,12;$$

$$\dot{S}_{13} = \dot{S}_3 = 0,4\dot{S}_{3\max} = 0,4 \cdot (0,5 + j0,3) = 0,2 + j0,12.$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{31} = 0,44 + j0,24.$$

Расчет напряжений в узле А ($U_{2\min}^A, U_{2\max}^A$) и ($U_{3\min}^A, U_{3\max}^A$), кВ:

$$\Delta U_{12} = (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/6,3 = 0,15; \quad U_1 = 6,3 + 0,15 = 6,45;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,45 = 0,21; \quad U_{2\max}^A = 6,66;$$

$$\Delta U_{12} = (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/5,7 = 0,17; \quad U_1 = 5,7 + 0,17 = 5,87;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/5,87 = 0,23; \quad U_{2\min}^A = 6,1;$$

$$\Delta U_{13} = (0,2 \cdot 2 + 0,12 \cdot 1,5)/6,3 = 0,09; \quad U_1 = 6,3 + 0,09 = 6,39;$$

$$\Delta U_{A1} = (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,39 = 0,21; \quad U_{3\max}^A = 6,6;$$

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

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

Для проверки возможности централизованного регулирования напряжения в узле A для потребителей в узлах 2 и 3 следует результаты расчета требуемых напряжений в узле A для всех временных интервалов нанести на диаграмму напряжений. Если для всех временных интервалов постоянства нагрузок существуют уровни напряжений узла A , одновременно приемлемые для узлов 2 и 3, то централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном интервале зоны допустимых значений напряжений в узле A , приемлемые для потребителей в узлах 2 и 3, не пересекаются, то централизованное регулирование напряжения принципиально невозможно.

Как видно из диаграммы напряжений (см. рис. 7.3), в сети существует диапазон напряжений в узле A , одновременно обеспечивающий допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3, следовательно, принципиально централизованное регулирование возможно. Однако для окончательного решения необходимо выяснить, можно ли обеспечить в узле A требуемый закон регулирования напряжения.

Задача 2. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-40000/220. Нагрузка в максимальном режиме, $\dot{S}_H = (50 + j20)$ МВ · А, напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Исходная схема сети показана на рис. 7.4. Выбрать рациональное регулировочное ответвление трансформатора для обеспечения на стороне низшего напряжения $U_H^{\text{треб}} = 6$ кВ. Выбор выполнить с учетом и без учета потерь мощности, определить напряжения на низшей стороне трансформатора и сопоставить результаты расчетов.

Решение задачи. Параметры трансформатора ТРДН-40000/220: $U_{BH} = 230$ кВ; $U_{HH} = 6,6$ кВ; $R_T = 5,6$ Ом; $X_T = 158,7$ Ом; $\Delta P_{xx} = 50$ кВт; $\Delta Q_{xx} = 360$ квар.

Устройство РПН на стороне ВН, пределы регулирования ($\pm 8 \times 1,5 \%$). Схема замещения сети показана на рис. 7.5.

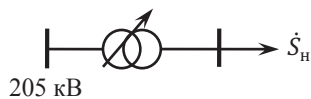


Рис. 7.4. Схема сети

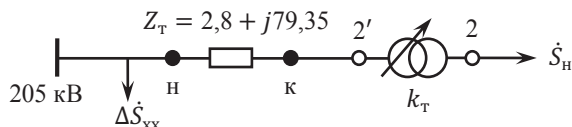


Рис. 7.5. Схема замещения сети

1. Выбор рационального регулировочного ответвления трансформатора с учетом учета потерь мощности.

Для выбора регулировочных ответвлений трансформатора необходимо оценить напряжение перед идеальными трансформаторами в точке 2' в максимальном режиме. Для оценки этих значений с учетом потерь мощности требуется выполнить расчет установившегося максимального режима.

Для выполнения расчета следует задать начальное приближение напряжения в точке 2', пусть $U_{2'}^0 = 195$ кВ. Тогда потери мощности в трансформаторе

$$\Delta \dot{S}_T = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{(U_{2'}^0)^2} Z_T = \frac{50^2 + 20^2}{195^2} \cdot (2,8 + j79,35) = (0,21 + j6,05) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в начале участка сети

$$\dot{S}_H = \dot{S}_K + \Delta \dot{S}_T = 50 + j20 + 0,21 + j6,05 = (50,21 + j26,05) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчет напряжения перед идеальным трансформатором в точке 2', кВ:

$$\dot{U}_{2'} = \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_T; \quad \Delta \dot{U}_T = \Delta U_T + j\delta U_T;$$

$$\Delta U_T = \frac{P_H R_T + Q_H X_T}{U_B} = \frac{50,21 \cdot 2,8 + 26,05 \cdot 79,35}{205} = 10,77;$$

$$\delta U_T = \frac{P_H X_T - Q_H R_T}{U_B} = \frac{50,21 \cdot 79,35 - 26,05 \cdot 2,8}{205} = 19,08;$$

$$U_{2'} = \sqrt{(U_B - \Delta U_T)^2 + \delta U_T^2} = \sqrt{(205 - 10,77)^2 + 19,08^2} = 195,16.$$

Коэффициент трансформации, требуемый для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ, определяется по выражению $k_T^{\text{треб}} = U_{2'}/U_H^{\text{треб}}$.

Учитывая, что устройство РПН трансформатора размещено на стороне высшего напряжения, возможный коэффициент трансформации

$$k_T^{\text{возм}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm nk\%}{U_{\text{нн}}} = \frac{230 \pm 8 \cdot 1,5\%}{6,6},$$

где n – номер ответвления; k – цена одного регулировочного ответвления в процентах от высшего номинального напряжения.

Цена одного регулировочного ответвления, кВ,

$$k = \frac{k\%}{100\%} U_{\text{вн}} = \frac{1,5}{100} 230 = 3,45 \text{ кВ.}$$

Теперь можно записать равенство $k_T^{\text{треб}} = k_T^{\text{возм}}$, или

$$\frac{U_{2'}}{U_{\text{н}}^{\text{треб}}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm xk}{U_{\text{нн}}};$$

$$\pm x = \frac{U_{2'} U_{\text{нн}} - U_{\text{вн}} U_{\text{н}}^{\text{треб}}}{U_{\text{н}}^{\text{треб}} k} = \frac{195,16 \cdot 6,6 - 230 \cdot 6}{6 \cdot 3,45} = -4,44.$$

Ближайшими ответвлениями трансформатора являются -4 и -5 , при этом коэффициенты трансформации составляют: $k_T = (230 - 4 \cdot 3,45)/6,6$ при $x = -4$; $k_T = (230 - 5 \cdot 3,45)/6,6$ при $x = -5$.

Напряжения на низшей стороне трансформатора, кВ:

$$\text{– при } x = -4 \quad U_{\text{н}} = \frac{U_{2'}}{k_T} = \frac{195,16}{(230 - 4 \cdot 3,45)/6,6} = 5,96;$$

$$\text{– при } x = -5 \quad U_{\text{н}} = \frac{U_{2'}}{k_T} = \frac{195,16}{(230 - 5 \cdot 3,45)/6,6} = 6,05.$$

При соблюдении принципа экономии ресурса РПН с учетом того, что выбор регулировочных ответвлений производится в максимальном режиме, следует выбрать ответвление $x = -4$. При этом обеспечивается несколько заниженное напряжение на низшей стороне трансформатора. При последующем снижении нагрузки напряжение увеличится и соответственно увеличится время использования выбранного ответвления.

2. Выбор рационального регулировочного ответвления трансформатора без учета потерь мощности.

Поток мощности в начале участка сети без учета потерь мощности равен нагрузке $\dot{S}_{\text{н}} = (50 + j20) \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Расчет напряжения перед идеальным трансформатором в точке $2'$, кВ:

$$\dot{U}_{2'} = \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_T; \quad \Delta \dot{U}_T = \Delta U_T + j\delta U_T;$$

$$\Delta U_T = \frac{P_H R_T + Q_H X_T}{U_B} = \frac{50 \cdot 2,8 + 20 \cdot 79,35}{205} = 8,42;$$

$$\delta U_T = \frac{P_H X_T - Q_H R_T}{U_B} = \frac{50 \cdot 79,35 - 20 \cdot 2,8}{205} = 19,08;$$

$$U_{2'} = \sqrt{(U_B - \Delta U_T)^2 + \delta U_T^2} = \sqrt{(205 - 8,42)^2 + 19,08^2} = 197,5;$$

$$\pm x = \frac{U_{2'} U_{HH} - U_{BH} U_H^{\text{трёб}}}{U_H^{\text{трёб}} k} = \frac{197,5 \cdot 6,6 - 230 \cdot 6}{6 \cdot 3,45} = -3,7.$$

Ближайшими ответвлениями трансформатора являются –3 и –4. При соблюдении принципа экономии ресурса трансформатора с учетом того, что выбор регулировочных ответвлений производится в максимальном режиме, следует выбрать ответвление $x = -3$. При этом действительное напряжение на низшей стороне трансформатора

$$U_H = \frac{U_{2'}}{k_T} = \frac{195,16}{(230 - 3 \cdot 3,45)/6,6} = 5,86 \text{ кВ}.$$

Отсюда следует вывод, что при выборе рациональных регулировочных ответвлений двухобмоточных трансформаторов необходимо учитывать потери мощности, причем наиболее важен учет потерь реактивной мощности, так как $X_T \gg R_T$.

Задача 3. На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-25000/220. Выбрать рациональные регулировочные ответвления трансформаторов в максимальном и минимальном режимах для обеспечения требуемых напряжений на низшей стороне (в максимальный режиме 10,5 кВ; в минимальном – 10,1 кВ). Нагрузки в максимальном режиме: $\dot{S}_c = (30 + j16) \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $\dot{S}_H = (10 + j6) \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Коэффициент неравномерности нагрузки $\alpha = 0,5$. Напряжения на высшей стороне трансформатора: в максимальном режиме 215 кВ; в минимальном – 227 кВ. Оценить уровни напряжений на низшей и средней сторонах трансформаторов. Исходная схема сети приведена на рис. 7.6.

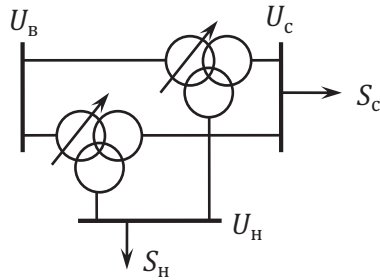


Рис. 7.6. Исходная схема сети

Решение задачи. Параметры схемы замещения трансформатора:

$U_{BH} = 230 \text{ кВ}$; $U_{CH} = 38,5 \text{ кВ}$; $U_{HH} = 11 \text{ кВ}$; $R_{TB} = R'_{TC} = R'_{TH} = 5,7 \text{ Ом}$;
 $X_{TB} = 275 \text{ Ом}$; $X'_{TC} = 0 \text{ Ом}$; $X'_{TH} = 148 \text{ Ом}$; $\Delta P_{xx} = 50 \text{ МВт}$; $\Delta Q_{xx} = 300 \text{ квар}$.

Устройство РПН на стороне ВН, пределы регулирования $(\pm 12 \times 1\%)$.

Схема замещения сети представлена на рис. 7.7.

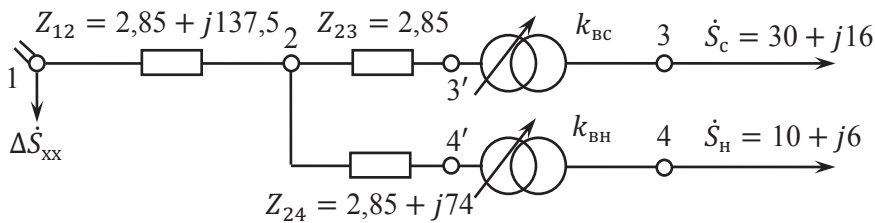


Рис. 7.7. Схема замещения сети

При выборе рациональных регулировочных ответвлений трансформаторов потери в стали не учитываются, так как они не влияют на выбор ответвлений. Для выбора ответвлений и определения напряжений на низшей и средней сторонах трансформаторов необходимо оценить напряжения перед идеальными трансформаторами в точках 3' и 4' в максимальном и минимальном режимах. Для оценки этих значений с высокой точностью требуется выполнить расчеты установившихся максимального и минимального режимов. Расчеты можно сократить, если предварительно выполнить анализ параметров режимов и схемы замещения трансформаторов.

Потерями мощности в обмотках среднего и низшего напряжения можно пренебречь, так как они малы по сравнению с нагрузками соответствующих

обмоток. Убедимся в этом для режима максимальных нагрузок на основе расчета.

Начальные приближения напряжений в точках 3' и 4' в максимальном режиме: $U_2^0 = U_{3'}^0 = 200$ кВ; $U_{4'}^0 = 195$ кВ. Тогда потери мощности в обмотках низшего и среднего напряжений, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_H = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{(U_{4'}^0)^2} Z_{24} = \frac{10^2 + 6^2}{195^2} \cdot (2,85 + j74) = 0,01 + j0,26;$$

$$\Delta \dot{S}_C = \frac{P_C^2 + Q_C^2}{(U_{3'}^0)^2} Z_{23} = \frac{30^2 + 16^2}{200^2} \cdot 2,85 = 0,08.$$

Таким образом, поток мощности в обмотке высшего напряжения, МВ·А, с учетом потерь мощности в обмотках низшего и среднего напряжений составляет

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_H + \dot{S}_C + \Delta \dot{S}_C = 10 + j6 + 0,01 + j0,26 + 30 + j16 + 0,08 = \\ &= 40,09 + j22,26. \end{aligned}$$

Поток мощности в обмотке высшего напряжения, МВ·А, без учета потерь мощности в обмотках низшего и среднего напряжений составляет

$$\dot{S}_B = \dot{S}_H + \dot{S}_C = 10 + j6 + 30 + j16 = 40 + j22.$$

Погрешность расчета потока без учета потерь мощности составляет около 1 % по реактивной мощности и около 0,2 % по активной мощности. Поэтому при выборе ответвлений потери в обмотках низшего и среднего напряжений можно не учитывать. Такая ситуация встречается часто, так как нагрузка низшей стороны обычно мала, а реактивное сопротивление средней равно нулю. Тем более не следует учитывать потери мощности в обмотках низшего и среднего напряжений в минимальном режиме, поскольку они существенно ниже, чем в максимальном режиме (в рассматриваемой задаче примерно в четыре раза).

$$\Delta \dot{S}_B = \frac{P_B^2 + Q_B^2}{(U_2^0)^2} Z_{12} = \frac{40,09^2 + 22,26^2}{200^2} \cdot (2,85 + j137,5) = (0,15 + j7,16) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в обмотке высшего напряжения в начале участка 1–2

$$\dot{S}_B = \dot{S}_B + \Delta \dot{S}_B = 40,09 + j22,26 + 0,15 + j7,16 = (40,24 + j29,42) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Обратный ход позволяет уточнить напряжения узлов, кВ,

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

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

$$\Delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{(1)} R_{12} + Q_{12}^{(1)} X_{12}}{U_1} = \frac{40,24 \cdot 2,85 + 29,42 \cdot 137,5}{215} = 19,39;$$

$$\delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{(1)} X_{12} - Q_{12}^{(1)} R_{12}}{U_1} = \frac{40,24 \cdot 137,5 - 29,42 \cdot 2,85}{215} = 25,34;$$

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(1)})^2 + (\delta U_{12}^{(1)})^2} = \sqrt{(215 - 19,35)^2 + 25,34^2} = 197,3;$$

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

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

$$\Delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_c^{(1)} R_{23'} + Q_c^{(1)} X_{23'}}{U_2^{(1)}} = \frac{30,08 \cdot 2,85 + 0}{197,3} = 0,43;$$

$$\delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_c^{(1)} X_{23'} - Q_c^{(1)} R_{23'}}{U_2^{(1)}} = \frac{30,08 \cdot 0 - 16 \cdot 2,85}{197,3} = -0,08;$$

$$U_{3'}^{(1)} = \sqrt{(U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)})^2 + (\delta U_{23'}^{(1)})^2} = \sqrt{(197,3 - 0,43)^2 + 0,08^2} = 196,9;$$

$$\dot{U}_{4'}^{(1)} = \dot{U}_2^{(1)} - \Delta\dot{U}_{24'}^{(1)}, \Delta\dot{U}_{24'}^{(1)} = \Delta U_{24'}^{(1)} + j\delta U_{24'}^{(1)};$$

$$\dot{U}_{4'}^{(1)} = U_2^{(1)} - \Delta U_{24'}^{(1)} - j\delta U_{24'}^{(1)};$$

$$\Delta U_{24'}^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} R_{24'} + Q_H^{(1)} X_{24'}}{U_2^{(1)}} = \frac{10,01 \cdot 2,85 + 6,26 \cdot 74}{197,3} = 2,49;$$

$$\delta U_{24'}^{(1)} = \frac{P_H^{(1)} X_{24'} - Q_H^{(1)} R_{24'}}{U_2^{(1)}} = \frac{10,01 \cdot 74 - 6,26 \cdot 2,85}{197,3} = 3,66;$$

$$U_{4'}^{(1)} = \sqrt{(U_2^{(1)} - \Delta U_{24'}^{(1)})^2 + (\delta U_{24'}^{(1)})^2} = \sqrt{(197,3 - 2,49)^2 + 3,66^2} = 194,8.$$

Углы напряжений можно не определять, так как они не используются.

При задании начальных приближений напряжений в точках 3' и 4' в минимальном режиме можно учесть, что потеря напряжений в минимальном режиме

примерно в два раза меньше, чем в максимальном (коэффициент неравномерности нагрузки $\alpha = 0,5$). В таком случае $U_2^0 = U_{3'}^0 = 220$ кВ, $U_{4'}^0 = 219$ кВ.

Напряжение в узле 1 в минимальном режиме 227 кВ.

Нагрузки минимального режима, МВ · А:

$$\dot{S}_{c.min} = \dot{S}_c \alpha = (30 + j16) \cdot 0,5 = 15 + j8;$$

$$\dot{S}_{h.min} = \dot{S}_h \alpha = (10 + j6) \cdot 0,5 = 5 + j3.$$

Поток в обмотке высшего напряжения без учета потерь мощности в обмотках низшего и среднего напряжений составляет

$$\dot{S}_{B.min} = \dot{S}_{h.min} + \dot{S}_{c.min} = 5 + j3 + 15 + j8 = (20 + j11) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери в обмотке высшего напряжения

$$\Delta \dot{S}_B = \frac{P_B^2 + Q_B^2}{(U_2^0)^2} Z_{12} = \frac{20^2 + 11^2}{220^2} \cdot (2,85 + j137,5) = (0,03 + j1,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности, поступающий в обмотку высшего напряжения, (поток в начале участка 1–2)

$$\dot{S}_{B.min}^H = \dot{S}_{B.min} + \Delta \dot{S}_B = 20 + j11 + 0,03 + j1,5 = (20,03 + j12,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчет напряжений узлов в минимальном режиме, кВ:

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

$$\Delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} R_{12} + Q_{12}^{H(1)} X_{12}}{U_1} = \frac{20,03 \cdot 2,85 + 12,5 \cdot 137,5}{227} = 7,83;$$

$$\delta U_{12}^{(1)} = \frac{P_{12}^{H(1)} X_{12} - Q_{12}^{H(1)} R_{12}}{U_1} = \frac{20,03 \cdot 137,5 - 12,5 \cdot 2,85}{227} = 11,98;$$

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{(1)})^2 + (\delta U_{12}^{(1)})^2} = \sqrt{(227 - 7,83)^2 + 11,98^2} = 219,5;$$

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

$$\Delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_c^{(1)} R_{23'} + Q_c^{(1)} X_{23'}}{U_2^{(1)}} = \frac{15 \cdot 2,85 + 0}{219,5} = 0,19;$$

$$\delta U_{23'}^{(1)} = \frac{P_c^{(1)} X_{23'} - Q_c^{(1)} R_{23'}}{U_2^{(1)}} = \frac{15 \cdot 0 - 8 \cdot 2,85}{219,5} = -0,1;$$

$$U_{3'}^{(1)} = \sqrt{\left(U_2^{(1)} - \Delta U_{23'}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{23'}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(219,5 - 0,19)^2 + 0,1^2} = 219,3;$$

$$\dot{U}_{4'}^{(1)} = U_2^{(1)} - \Delta U_{24'}^{(1)} - j\delta U_{24'}^{(1)};$$

$$\Delta U_{24'}^{(1)} = \frac{P_{\text{н}}^{(1)} R_{24'} + Q_{\text{н}}^{(1)} X_{24'}}{U_2^{(1)}} = \frac{5 \cdot 2,85 + 3 \cdot 74}{219,5} = 1,08;$$

$$\delta U_{24'}^{(1)} = \frac{P_{\text{н}}^{(1)} X_{24'} - Q_{\text{н}}^{(1)} R_{24'}}{U_2^{(1)}} = \frac{5 \cdot 74 - 3 \cdot 2,85}{219,5} = 1,65;$$

$$U_{4'}^{(1)} = \sqrt{\left(U_2^{(1)} - \Delta U_{24'}^{(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{24'}^{(1)}\right)^2} = \sqrt{(219,5 - 1,08)^2 + 1,65^2} = 218,4.$$

Устройство РПН трансформатора ТДТН-25000/220 расположено на стороне ВН с ценой одного ответвления 1 % от номинального высшего напряжения (всего (± 12) ответвлений). В таком случае цена одного ответвления k , кВ, составляет

$$k(\text{кВ}) = \frac{k\%}{100\%} U_{\text{ВН}} = \frac{1}{100} \cdot 230 = 2,3 \text{ кВ}.$$

При выборе рационального ответвления из условий обеспечения требуемых напряжений на шинах низшего напряжения следует приравнять требуемый и возможный коэффициенты трансформации $k_{\text{ВН}}^{\text{треб}} = k_{\text{ВН}}^{\text{возм}}$.

Требуемый коэффициент трансформации обеспечивает заданное значение требуемого напряжения на шинах низшего напряжения трансформатора, зачастую точно установить его не удастся. В таком случае устанавливается коэффициент, ближайший к требуемому, при соблюдении принципа экономии ресурса РПН – минимизации числа переключений

$$k_{\text{ВН}}^{\text{треб}} = \frac{U_{4'}}{U_{\text{н.треб}}}; \quad k_{\text{ВН}}^{\text{возм}} = \frac{U_{\text{в.ном}} \pm xk(\text{кВ})}{U_{\text{н.ном}}};$$

$$\pm x = \frac{U_{4'} U_{\text{н.ном}} - U_{\text{в.ном}} U_{\text{н.треб}}}{U_{\text{н.треб}} k}.$$

При наличии устройства РПН на стороне высшего напряжения регулирование напряжений на сторонах среднего и низшего напряжения не может быть выполнено независимо, изменение числа витков обмотки высшего напряжения

приводит к одновременному изменению напряжений на сторонах среднего и низшего напряжений. При этом коэффициенты трансформации $k_{\text{вс}}$ и $k_{\text{вн}}$ вычисляются по соотношениям

$$k_{\text{вс}} = \frac{U_{\text{в.ном}} \pm xk(\text{кВ})}{U_{\text{с.ном}}}; \quad k_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{в.ном}} \pm xk(\text{кВ})}{U_{\text{н.ном}}}.$$

Напряжения на шинах трансформатора: $U_{\text{н}} = U_{4'}/k_{\text{вн}}$, $U_{\text{с}} = U_{3'}/k_{\text{вс}}$.

Расчет рационального ответвления РПН и напряжений на шинах трансформатора в максимальном режиме

$$\pm x = \frac{U_{4'}U_{\text{н.ном}} - U_{\text{в.ном}}U_{\text{н.треб}}}{U_{\text{н.треб}}k} = \frac{194,8 \cdot 11 - 230 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 2,3} = -11,27.$$

Ближайшими ответвлениями РПН являются -11 и -12 , при этом коэффициенты трансформации равны: $k_{\text{вн}} = (230 - 11 \cdot 2,3)/11$ при $x = -11$; $k_{\text{вн}} = (230 - 12 \cdot 2,3)/11$ при $x = -12$.

Напряжения на стороне низшего напряжения трансформатора равны при $x = -11$ и $x = -12$ соответственно, кВ:

$$U_{\text{н}} = \frac{194,8}{(230 - 11 \cdot 2,3)/11} = 10,47; \quad U_{\text{н}} = \frac{194,8}{(230 - 12 \cdot 2,3)/11} = 10,58.$$

При соблюдении принципа экономии ресурса РПН следует брать $x = -11$. При этом ответвлении на шинах среднего напряжения

$$U_{\text{с}} = \frac{U_{3'}}{k_{\text{вс}}} = \frac{196,9}{(230 - 11 \cdot 2,3)/38,5} = 37,03 \text{ кВ}.$$

Расчет рационального ответвления и напряжений на шинах трансформатора в минимальном режиме

$$\pm x = \frac{U_{4'}U_{\text{н.ном}} - U_{\text{в.ном}}U_{\text{н.треб}}}{U_{\text{н.треб}}k} = \frac{218,4 \cdot 11 - 230 \cdot 10,1}{10,5 \cdot 2,3} = +3,29.$$

Ближайшими ответвлениями трансформатора являются $+3$ и $+4$, при этом коэффициенты трансформации равны: $k_{\text{вн}} = (230 + 3 \cdot 2,3)/11$ при $x = +3$; $k_{\text{вн}} = (230 + 4 \cdot 2,3)/11$ при $x = +4$.

Напряжения на шинах при $x = +3$ и $x = +4$ соответственно, кВ,

$$U_{\text{н}} = \frac{218,4}{(230 + 3 \cdot 2,3)/11} = 10,14; \quad U_{\text{н}} = \frac{218,4}{(230 + 4 \cdot 2,3)/11} = 10,04.$$

При соблюдении принципа экономии ресурса РПН следует выбрать $x = +3$.

При этом ответвлении на шинах среднего напряжения

$$U_c = \frac{U_{3'}}{k_{bc}} = \frac{219,3}{(230 + 3 \cdot 2,3)/38,5} = 35,64 \text{ кВ.}$$

Результаты расчета регулировочных ответвлений трансформатора и напряжений на шинах трансформаторов показаны в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Выбор рациональных регулировочных ответвлений 2ТДТН-25000/220

Режим	$U_{н.треб},$ кВ	$U_{4'},$ кВ	$\pm x$	x	$U_n,$ кВ	Решение $U_n,$ кВ	$U_{3'},$ кВ	$U_c,$ кВ
Максимальный	10,5	194,8	-11,27	-11	10,47	-11	196,9	37,03
				-12	10,58	10,47		
Минимальный	10,1	218,4	+3,29	+3	10,14	+3	219,3	35,64
				+4	10,04	10,14		

Номинальное напряжение сети на стороне среднего напряжения 35 кВ, максимальное отклонение напряжения при выбранных ответвлениях трансформатора

$$\delta U(\%) = \frac{37,03 - 35}{35} \cdot 100 \% = 5,8 \%.$$

Таким образом, напряжение на средней стороне трансформатора соответствует требованиям ГОСТ 32144–2013 (положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии не должны превышать $(\pm 10)\%$ номинального напряжения).

Задача 4. На подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/220/110, нагрузки в максимальном режиме: на стороне среднего напряжения $P_c = 160$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; на стороне низшего напряжения $P_n = 16$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение на высшей стороне 215 кВ. Выбрать рациональные регулировочные ответвления в максимальном режиме для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ. Определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и оценить его соответствие требованиям оборудования. Допустимый диапазон напряжений на шинах низшего напряже-

ния 10,3–9,7 кВ. Устройство РПН автотрансформатора находится на линейном выводе общей обмотки. Исходная схема сети приведена на рис. 7.8.

Решение задачи. Схема замещения приведена на рис. 7.9.

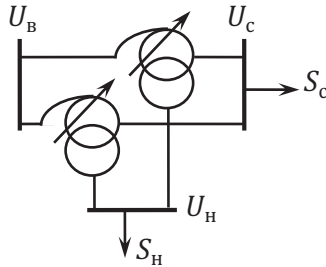


Рис. 7.8. Исходная схема сети

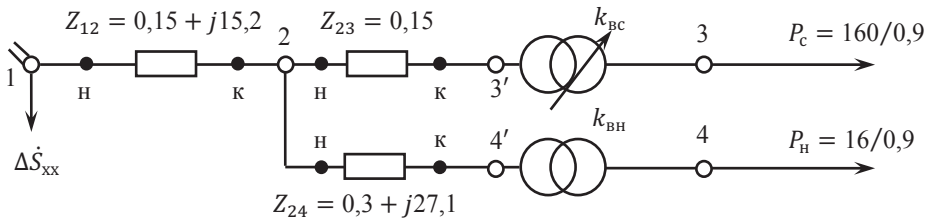


Рис. 7.9. Схема замещения автотрансформаторов

Параметры автотрансформаторов:

$$S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \text{ РПН } (\pm 6 \times 2 \text{ \%});$$

$$U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 121 \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ};$$

$$Z_{\text{ВН}} = (0,3 + j30,4) \text{ Ом}; Z_{\text{СН}} = 0,3 \text{ Ом}; Z_{\text{НН}} = (0,6 + j54,2) \text{ Ом}.$$

Для выбора регулировочных ответвлений автотрансформаторов и определения напряжений на низшей и средней сторонах необходимо оценить напряжения перед идеальными трансформаторами в точках 3' и 4' в максимальном режиме. Оценка выполняется при расчете установившегося режима.

Определение полных мощностей нагрузок в узлах 3 и 4, МВ · А:

$$\begin{aligned} \dot{S}_3 &= P_3 + jQ_3 = P_3 + jP_3 \operatorname{tg}(\arccos \varphi) = 160 + j160 \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = \\ &= 160 + j77,5; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_4 &= P_4 + jQ_4 = P_4 + jP_4 \operatorname{tg}(\arccos \varphi) = 16 + j16 \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = \\ &= 16 + j7,75. \end{aligned}$$

Начальные приближения напряжений в узлах 2, 3' и 4':

$$U_2^{(0)} = U_{3'}^{(0)} = 210 \text{ кВ}; U_{4'}^{(0)} = 205 \text{ кВ}.$$

Определение потоков и потерь мощности в автотрансформаторе, МВ · А:

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{(U_{3'}^{(0)})^2} Z_{23} = \frac{160^2 + 77,5^2}{210^2} \cdot 0,15 = 0,11;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 160 + j77,5 + 0,11 = 160,11 + j77,5;$$

$$\Delta \dot{S}_{24} = \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{(U_{4'}^{(0)})^2} Z_{24} = \frac{16^2 + 7,75^2}{205^2} \cdot (0,3 + j27,1) = 0,002 + j0,2;$$

$$\dot{S}_{24}^H = \dot{S}_{24}^K + \Delta \dot{S}_{24} = 16 + j7,75 + 0,002 + j0,2 = 16,0 + j7,95;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \dot{S}_{24}^H = 160,11 + j77,5 + 16,0 + j7,95 = 176,11 + j85,45;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^{(0)})^2} Z_{12} = \frac{176,11^2 + 85,45^2}{210^2} \cdot (0,15 + j15,2) =$$

$$= 0,13 + j13,21;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 176,11 + j85,45 + 0,13 + j13,21 = 176,24 + j98,66.$$

После определения потоков мощности можно выполнить расчет напряжений перед идеальными трансформаторами в точках 3' и 4', кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}, \quad \Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{176,24 \cdot 0,15 + 98,66 \cdot 15,2}{215} = 7,10;$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} = \frac{176,24 \cdot 15,2 - 98,66 \cdot 0,15}{215} = 12,39;$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} = \sqrt{(215 - 7,1)^2 + 12,39^2} = 208,27;$$

$$\dot{U}_{3'} = \dot{U}_2 - \Delta \dot{U}_{23} - j\delta \dot{U}_{23};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} = \frac{160,11 \cdot 0,15 + 77,5 \cdot 0}{208,27} = 0,12;$$

$$\delta U_{23} = \frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2} = \frac{160,11 \cdot 0 - 77,5 \cdot 0,15}{208,27} = -0,06;$$

$$U_{3'} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{23})^2 + \delta U_{23}^2} = \sqrt{(208,27 - 0,12)^2 + 0,06^2} = 208,15;$$

$$\dot{U}_{4'} = \dot{U}_2 - \Delta \dot{U}_{24} - j\delta \dot{U}_{24};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24}^H R_{24} + Q_{24}^H X_{24}}{U_2} = \frac{16 \cdot 0,3 + 7,95 \cdot 27,1}{208,27} = 1,06;$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24}^H X_{24} - Q_{24}^H R_{24}}{U_2} = \frac{16 \cdot 27,1 - 7,95 \cdot 0,3}{208,27} = 2,07;$$

$$U_{4'} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{24})^2 + \delta U_{24}^2} = \sqrt{(208,27 - 1,06)^2 + 2,07^2} = 207,22.$$

Углы напряжений определять не следует, так как они не используются.

Для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ требуемый коэффициент трансформации определяется по выражению $k_{\text{вс}}^{\text{треб}} = U_{3'}/U_{\text{с}}^{\text{треб}}$.

Поскольку устройство РПН автотрансформатора размещено на линейном выводе общей обмотки, возможный коэффициент трансформации

$$k_{\text{вс}}^{\text{возм}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}} \pm xk\%} = \frac{230}{121 \pm 6 \cdot 2\%},$$

где k – цена одного регулировочного ответвления в процентах от среднего номинального напряжения; x – номер ответвления.

Цена одного регулировочного ответвления, кВ,

$$k = \frac{k\%}{100\%} U_{\text{сн}} = \frac{2}{100} \cdot 121 = 2,42.$$

Теперь можно записать равенство $k_{\text{вс}}^{\text{треб}} = k_{\text{вс}}^{\text{возм}}$, или

$$\frac{U_{3'}}{U_{\text{с}}^{\text{треб}}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}} \pm xk},$$

$$\pm x = \frac{U_{\text{вн}} U_{\text{с}}^{\text{треб}} - U_{3'} U_{\text{сн}}}{U_{3'} k} = \frac{230 \cdot 115 - 208,15 \cdot 121}{208,15 \cdot 2,42} = +2,51.$$

Ближайшими ответвлениями автотрансформатора являются +2 и +3, при этом коэффициенты трансформации равны: $k_{\text{вс}} = 230/(121 + 2 \cdot 2,42)$ при $x = +2$, $k_{\text{вс}} = 230/(121 + 3 \cdot 2,42)$ при $x = +3$.

Напряжение на средней стороне автотрансформатора при $x = +2$

$$U_3 = \frac{U_{3'}}{k_{\text{вс}}} = \frac{208,15}{230/(121 + 2 \cdot 2,42)} = 113,89 \text{ кВ}.$$

Напряжение на средней стороне автотрансформатора при $x = +3$

$$U_3 = \frac{U_{3'}}{k_{вс}} = \frac{208,15}{230/(121 + 3 \cdot 2,42)} = 116,08 \text{ кВ.}$$

При соблюдении принципа экономии ресурса РПН с учетом того, что выбор регулировочных ответвлений производится в максимальном режиме, следует выбрать ответвление $x = +2$. При этом обеспечивается несколько заниженное напряжение на средней стороне автотрансформатора, так как при последующем снижении нагрузки напряжение увеличится и увеличится время использования выбранного ответвления.

Определение напряжения на низшей стороне автотрансформатора и проверка его соответствия требованиям оборудования: коэффициент трансформации $k_{вн}$ является нерегулируемым, $k_{вн} = U_{вн}/U_{нн}$, следовательно, напряжение на низшей стороне автотрансформатора

$$U_4 = \frac{U_{4'}}{k_{вн}} = \frac{207,22}{230/11} = 9,91 \text{ кВ.}$$

Допустимый диапазон напряжений на шинах низшего напряжения 10,3–9,7 кВ. Таким образом, напряжение на низшей стороне автотрансформатора соответствует требованиям оборудования, и дополнительные меры по его регулированию не нужны.

Задача 5. На узловой подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/500/110, максимальная мощность транзита в сеть 110 кВ составляет 320 МВт, $\cos \varphi = 0,91$. При этом транзит мощности в сеть 35 кВ составляет 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение на высшей стороне автотрансформатора 520 кВ. Исходная схема сети приведена на рис. 7.10.

1. Выбрать рациональные регулировочные ответвления автотрансформаторов в максимальном режиме для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ.

2. Определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и оценить его соответствие требованиям (37,5–35,5 кВ).

Решение задачи. Схема замещения приведена на рис. 7.11.

Параметры автотрансформаторов:

$S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{\text{НН}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; РПН ($\pm 8 \times 1,4 \%$) (расположено в нейтральной АТ); $U_{\text{ВН}} = 500 \text{ кВ}$; $U_{\text{СН}} = 121 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 38,5 \text{ кВ}$;
 $Z_{\text{ВН}} = (1,7 + j107,5) \text{ Ом}$; $Z_{\text{СН}} = 0,47 \text{ Ом}$; $Z_{\text{НН}} = (3,52 + j132,5) \text{ Ом}$.

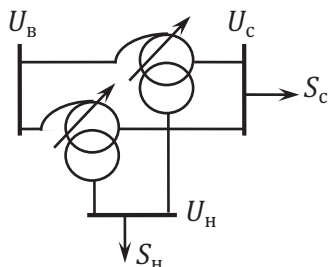


Рис. 7.10. Исходная схема сети

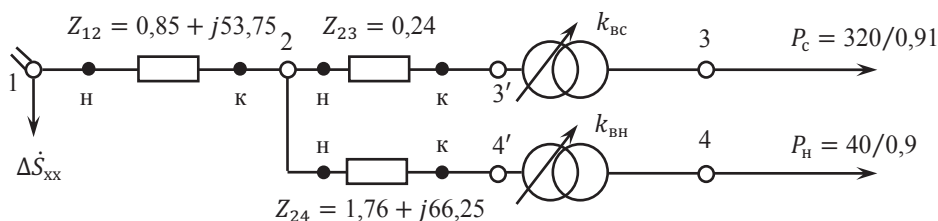


Рис. 7.11. Схема замещения автотрансформаторов

Определение полных мощностей нагрузок в узлах 3 и 4, МВ·А:

$$\dot{S}_3 = P_3 + jQ_3 = P_3 + jP_3 \operatorname{tg}(\arccos \varphi) = 320 + j320 \operatorname{tg}(\arccos 0,91) = 320 + j145,31;$$

$$\dot{S}_4 = P_4 + jQ_4 = P_4 + jP_4 \operatorname{tg}(\arccos \varphi) = 40 + j40 \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 40 + j19,37.$$

Для выбора ответвлений РПН и определения напряжений на низшей и средней сторонах автотрансформаторов необходимо оценить напряжения перед идеальными трансформаторами в точках 3' и 4'.

Начальные приближения напряжений в узлах 2, 3' и 4':

$$U_2^{(0)} = U_{3'}^{(0)} = 505 \text{ кВ}; U_{4'}^{(0)} = 495 \text{ кВ}.$$

Определение потоков и потерь мощности в автотрансформаторе, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{(U_{3'}^{(0)})^2} Z_{23} = \frac{320^2 + 145,31^2}{505^2} \cdot 0,24 = 0,12;$$

$$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 320 + j145,31 + 0,12 = 320,12 + j145,31;$$

$$\Delta \dot{S}_{24} = \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{(U_{4'}^{(0)})^2} Z_{24} = \frac{40^2 + 19,37^2}{495^2} (1,76 + j66,25) = 0,01 + j0,53;$$

$$\dot{S}_{24}^H = \dot{S}_{24}^K + \Delta \dot{S}_{24} = 40 + j19,37 + 0,01 + j0,53 = 40,01 + j19,9;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \dot{S}_{24}^H = 320,12 + j145,31 + 40,01 + j19,9 = 360,13 + j165,21;$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{12} &= \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^{(0)})^2} Z_{12} = \frac{360,13^2 + 165,21^2}{505^2} \cdot (0,85 + j53,75) = \\ &= 0,52 + j33,09; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 360,13 + j165,21 + 0,52 + j33,09 = 360,65 + j198,3.$$

Напряжения перед идеальными трансформаторами в точках 3' и 4', кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}, \quad \Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{360,65 \cdot 0,85 + 198,3 \cdot 53,75}{520} = 21,09;$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} = \frac{360,65 \cdot 53,75 - 198,3 \cdot 0,85}{520} = 36,95;$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} = \sqrt{(520 - 21,09)^2 + 36,95^2} = 500,28;$$

$$\dot{U}_{3'} = \dot{U}_2 - \Delta U_{23} - j\delta U_{23};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} = \frac{320,12 \cdot 0,24}{500,28} = 0,15;$$

$$\delta U_{23} = \frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2} = \frac{-145,31 \cdot 0,24}{500,28} = -0,07;$$

$$U_{3'} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{23})^2 + \delta U_{23}^2} = \sqrt{(500,28 - 0,15)^2 + 0,07^2} = 500,13;$$

$$\dot{U}_{4'} = \dot{U}_2 - \Delta U_{24} - j\delta U_{24};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24}^H R_{24} + Q_{24}^H X_{24}}{U_2} = \frac{40,01 \cdot 1,76 + 19,9 \cdot 66,25}{500,28} = 2,78;$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24}^H X_{24} - Q_{24}^H R_{24}}{U_2} = \frac{40,01 \cdot 66,25 - 19,9 \cdot 1,76}{500,28} = 5,23;$$

$$U_{4'} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{24})^2 + \delta U_{24}^2} = \sqrt{(500,28 - 2,78)^2 + 5,23^2} = 497,53.$$

Для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ требуемый коэффициент трансформации определяется по выражению $k_{\text{вс}}^{\text{треб}} = U_{3'}/U_{\text{с}}^{\text{треб}}$. Учитывая, что устройство РПН размещено в нейтрали общей обмотки автотрансформатора, возможный коэффициент трансформации

$$k_{\text{вс}}^{\text{возм}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm xk\%}{U_{\text{сн}} \pm xk\%} = \frac{500 \pm 8 \cdot 1,4\%}{121 \pm 8 \cdot 1,4\%},$$

где x – номер ответвления; k – цена одного регулировочного ответвления в процентах от высшего номинального напряжения.

Цена одного регулировочного ответвления, кВ,

$$k = \frac{k\%}{100\%} U_{\text{вн}} = \frac{1,4}{100} \cdot 500 = 7.$$

Теперь можно записать равенство $k_{\text{вс}}^{\text{треб}} = k_{\text{вс}}^{\text{возм}}$, или

$$\frac{U_{3'}}{U_{\text{с}}^{\text{треб}}} = \frac{U_{\text{вн}} \pm xk}{U_{\text{сн}} \pm xk},$$

$$\pm x = \frac{U_{\text{вн}} U_{\text{с}}^{\text{треб}} - U_{3'} U_{\text{сн}}}{(U_{3'} - U_{\text{с}}^{\text{треб}})k} = \frac{500 \cdot 115 - 500,13 \cdot 121}{(500,13 - 115) \cdot 7} = -1,12.$$

Ближайшими ответвлениями автотрансформатора являются -1 и -2 , при этом коэффициенты трансформации равны: $k_{\text{вс}} = (500 - 1 \cdot 7)/(121 - 1 \cdot 7)$ при $x = -1$, $k_{\text{вс}} = (500 - 2 \cdot 7)/(121 - 2 \cdot 7)$; при $x = -2$.

Напряжение на средней стороне автотрансформатора при $x = -1$

$$U_3 = \frac{U_{3'}}{k_{\text{вс}}} = \frac{500,13}{(500 - 1 \cdot 7)/(121 - 1 \cdot 7)} = 115,65 \text{ кВ}.$$

Напряжение на средней стороне автотрансформатора при $x = -2$

$$U_3 = \frac{U_{3'}}{k_{\text{вс}}} = \frac{500,13}{(500 - 2 \cdot 7)/(121 - 2 \cdot 7)} = 110,11 \text{ кВ}.$$

При соблюдении принципа экономии ресурса РПН с учетом того, что выбор регулировочных ответвлений производится в максимальном режиме, следовало бы выбрать ответвление $x = -2$, однако при этом напряжение на средней стороне почти на 5 % ниже требуемого, поэтому выбирается ответвление $x = -1$.

Далее следует определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и проверить его соответствие требованиям оборудования.

Коэффициент трансформации $k_{\text{вн}} = (U_{\text{вн}} \pm xk)/U_{\text{нн}}$ является вынужденным, $x = -1$, напряжение на обмотке низшего напряжения автотрансформатора

$$U_4 = \frac{U_{4'}}{k_{\text{вн}}} = \frac{497,53}{(500 - 1 \cdot 7)/38,5} = 38,85 \text{ кВ}.$$

Допустимый диапазон напряжений на шинах низшего напряжения 37,5–35,5 кВ. Таким образом, напряжение на низшей стороне автотрансформатора не соответствует требованиям, и необходимо дополнительное регулирование напряжения.

Задача 6. Выбрать линейный регулировочный трансформатор (ЛРТ) и его рациональные регулировочные ответвления для обеспечения заданного диапазона напряжений от 37,5–35,5 кВ на стороне низшего напряжения автотрансформатора 2АТДЦТН-250000/500/110 по результатам решения задачи 5.

Схема включения ЛРТ приведена на рис. 7.12.

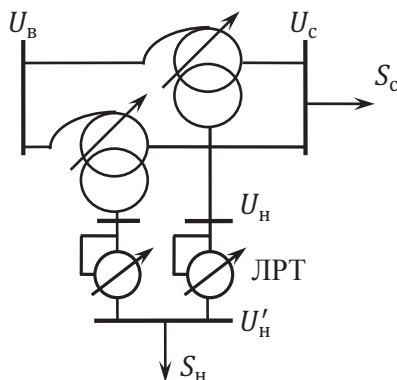


Рис. 7.12. Схема включения ЛРТ

Выбор ЛРТ выполняется по номинальным значениям напряжения и мощности обмотки трансформатора, последовательно с которой включается ЛРТ.

Параметры автотрансформатора АТДЦТН-250000/500/110: $S_{\text{нн}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{нн}} = 38,5 \text{ кВ}$.

Выбран линейный регулировочный трансформатор ЛТДН-100000/35 [2].

Параметры ЛТДН (ТДНЛ)-100000/35: $S_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{Н}} = 38,5 \text{ кВ}$; пределы регулирования $-(\pm 10 \times 1,5\%)$; $\Delta P_{\text{кз}} = 100 \text{ кВт}$; $u_{\text{к}} = 10,5 \%$; $\Delta P_{\text{xx}} = 13,5 \text{ кВт}$; $i_{\text{xx}} = 0,8 \%$.

Параметры схемы замещения ЛРТ можно определить по его номинальным параметрам и известным формулам для трансформаторов:

$$R_{\text{ЛРТ}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}^2} = \frac{0,1 \cdot 38,5^2}{100^2} = 0,01 \text{ Ом}; \quad R_{\text{ЛРТ}}^3 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ЛРТ}} = \frac{u_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{Н}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{10,5 \% \cdot 38,5^2}{100 \% \cdot 100} = 1,56 \text{ Ом}; \quad X_{\text{ЛРТ}}^3 = 0,78 \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} + j \Delta Q_{\text{xx}},$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{i_{\text{xx}} \% \cdot S_{\text{Н}}}{100 \%} = \frac{0,8 \% \cdot 100}{100 \%} = 0,8 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{xx}}^3 = (0,026 + j1,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Как видно из расчетов, активное сопротивление ЛРТ мало и при составлении схемы замещения его можно не учитывать, активные потери в стали также малы. Реактивные потери в стали составляют около 8 % от реактивной мощности нагрузки, и их следовало бы учесть. При необходимости это можно сделать достаточно просто. В данной задаче потери в стали ЛРТ не учтены.

Схема замещения автотрансформаторов с линейными регулировочными трансформаторами сети приведена на рис. 7.13.

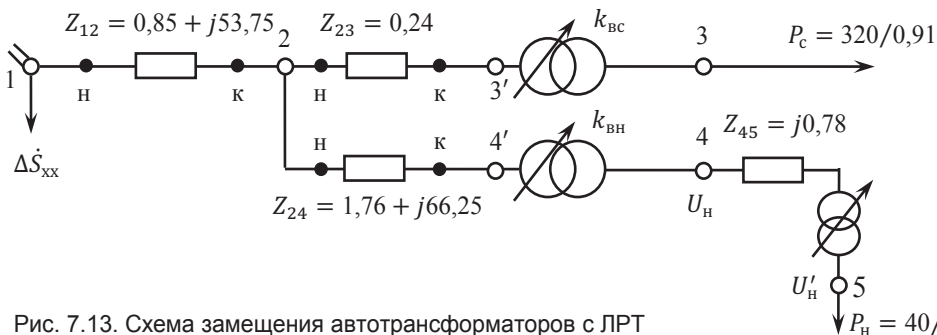


Рис. 7.13. Схема замещения автотрансформаторов с ЛРТ

При выборе регулировочного ответвления ЛРТ следует указать требуемое напряжение на низшей стороне автотрансформатора $U_{\text{Н}}^{\text{треб}}$. Очевидно, что в ка-

честве $U_{\text{н}}^{\text{треб}}$ следует выбрать среднее напряжение допустимого диапазона напряжений на низшей стороне, тогда $U_{\text{н}}^{\text{треб}} = 0,5 \cdot (37,5 + 35,5) = 36,5$ кВ.

Далее необходимо учесть потерю напряжения в ЛРТ, кВ:

$$\dot{U}_5 = \dot{U}_4 - \Delta U_{45} - \delta U_{45};$$

$$\Delta U_{45} = \frac{P_{45}R_{45} + Q_{45}X_{45}}{U_4} = \frac{19,37 \cdot 0,78}{38,85} = 0,39;$$

$$\delta U_{45} = \frac{P_{45}X_{45} - Q_{45}R_{45}}{U_4} = \frac{40 \cdot 0,78}{38,85} = 0,80;$$

$$U_5 = \sqrt{(U_4 - \Delta U_{45})^2 + \delta U_{45}^2} = \sqrt{(38,85 - 0,39)^2 + 0,80^2} = 38,47.$$

Для обеспечения на стороне низшего напряжения 36,5 кВ необходимо изменить напряжение $U_{\text{н}}$ на ΔU (%)

$$\Delta U(\%) = \frac{U_{\text{н}}^{\text{треб}} - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}^{\text{треб}}} \cdot 100\% = \frac{36,5 - 38,47}{36,5} \cdot 100\% = -5,4\%.$$

Требуемый номер ответвления $\pm x = -5,4\% / 1,5\% = -3,6$, тогда ближайшими ответвлениями ЛРТ являются -3 и -4 , при этом коэффициенты трансформации и напряжения на низшей стороне после ЛРТ равны:

$$k_{\text{ЛРТ}} = \frac{38,5 \cdot (100\% - 3 \cdot 1,5\%)}{38,5 \cdot 100\%} = 0,955;$$

$$U'_{\text{н}} = U_{\text{н}} k_{\text{ЛРТ}} = 38,47 \cdot 0,955 = 36,74 \text{ кВ};$$

$$k_{\text{ЛРТ}} = \frac{38,5 \cdot (100\% - 4 \cdot 1,5\%)}{38,5 \cdot 100\%} = 0,94;$$

$$U'_{\text{н}} = U_{\text{н}} k_{\text{ЛРТ}} = 38,47 \cdot 0,94 = 36,16 \text{ кВ}.$$

С учетом того, что при расчете не учтены потери в стали ЛРТ, следует отдать предпочтение $x = -3$, так как учет потерь в стали приведет к небольшому понижению напряжения $U_{\text{н}}$ и соответственно $U'_{\text{н}}$.

Задача 7. На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-25000/220. Определить допустимые уровни напряжений на высшей стороне трансформатора с РПН из условий обеспечения на низшей стороне напряжения в диапазоне 9,5–10,5 кВ. Схема замещения трансформаторов представ-

лена на рис. 7.14, на схеме указаны эквивалентные параметры трансформаторов, Ом, и нагрузки, МВ·А. Устройство РПН находится на стороне ВН трансформаторов, пределы регулирования ($\pm 12 \times 1\%$).

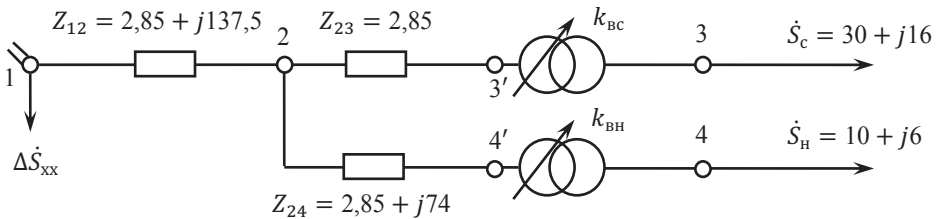


Рис. 7.14. Схема замещения трансформаторов

Решение задачи. Определение диапазона допустимых напряжений на высшей стороне трансформатора ($U_{1\min} - U_{1\max}$) практически совпадает с алгоритмом проверки возможности централизованного регулирования напряжения. Отличие от последнего заключается в необходимости учета возможности регулирования напряжения на низшей стороне трансформатора с помощью РПН трансформаторов. При этом минимально допустимое напряжение на высшей стороне ($U_{1\min}$) соответствует минимально допустимому напряжению на низшей стороне при минимальном значении коэффициента трансформации $k_{\text{вн min}}$.

Максимально допустимое напряжение на высшей стороне ($U_{1\max}$) соответствует максимально допустимому напряжению на низшей стороне при максимальном коэффициенте трансформации $k_{\text{вн max}}$.

Расчеты выполнены без учета потерь мощности в трансформаторах.

Напряжение на высшей стороне $U_{\text{в}} = U_{4'} + \Delta U_{24} + \Delta U_{12}$.

$$U_{4\min} = 9,5 \text{ кВ};$$

$$U_{4\max} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$k_{\text{вн min}} = \frac{230 - 12 \cdot 0,01 \cdot 230}{11} = 18,4; \quad k_{\text{вн max}} = \frac{230 + 12 \cdot 0,01 \cdot 230}{11} = 23,42.$$

1. Определение $U_{1\min}$:

$$U_{4\min} = 9,5 \text{ кВ};$$

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

$$\dot{S}_{24} = \dot{S}_{\text{н}} = (10 + j6) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{\text{с}} = (30 + j16) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

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

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24}X_{24} - Q_{24}R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2,85}{174,8} = 4,1 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{(174,8 + 2,7)^2 + 4,1^2} = 177,6 \text{ кВ};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{24} + \dot{S}_{23} = 10 + j6 + 30 + j16 = (40 + j2) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2,85 + 22 \cdot 137,5}{177,6} = 17,7 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}X_{12} - Q_{12}R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137,5 - 22 \cdot 2,85}{177,6} = 30,6 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{(177,6 + 17,7)^2 + 30,6^2} = 197,6 \text{ кВ};$$

$$U_{1\min} = 197,6 \text{ кВ}.$$

2. Определение $U_{1\max}$:

$$U_{4\max} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{4'} = U_{4\text{вн}} = 10,5 \cdot 23,42 = 245,9 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24}R_{24} + Q_{24}X_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 2,85 + 6 \cdot 74}{245,9} = 1,9 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24}X_{24} - Q_{24}R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2,85}{245,9} = 2,9 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{(245,9 + 1,9)^2 + 2,9^2} = 247,8 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2,85 + 22 \cdot 137,5}{247,8} = 12,7 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}X_{12} - Q_{12}R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137,5 - 22 \cdot 2,85}{247,8} = 21,9 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{(247,8 + 12,7)^2 + 21,9^2} = 261,4 \text{ кВ};$$

$$U_{1\max} = 261,4 \text{ кВ}.$$

Расчетное значение $U_{1\max} > U_{\text{раб.}\max} = 252 \text{ кВ}$, поэтому максимально допустимое напряжение на высшей стороне трансформатора принимается равным 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 8. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети приведена на рис. 7.15, длина линии 10 км, $R_0 = 0,5 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, мощность нагрузки и напряжение питающего узла 1 заданы в максимальном режиме. В минимальном режиме нагрузка составляет 0,6 от нагрузки в максимальном, напряжение узла 1 $U_1 = 6,1 \text{ кВ}$. Допустимые диапазоны напряжений в узле 2 указаны в договоре между энерго-снабжающей организацией и потребителем и составляют для нормальных и ремонтных режимов соответственно $(\pm 5) \%$ и $(\pm 10) \%$ от номинального напряжения потребителя, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$.

Решение задачи. Выбор компенсирующего устройства выполняется исходя из условий наиболее тяжелого послеаварийного режима (ремонтный режим) – отключения одной из параллельных линий.

Ремонтный режим максимальных нагрузок. Схема замещения сети и ее параметры для ремонтного (послеаварийного) режима приведены на рис. 7.16.

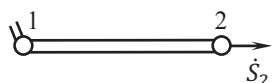


Рис. 7.15. Схема сети

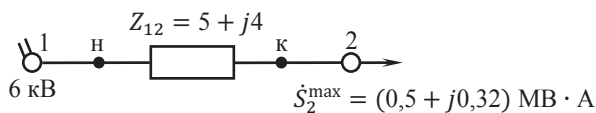


Рис. 7.16. Схема замещения сети
(ремонтный режим максимальных нагрузок)

Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, для этого нужно определить напряжение на шинах потребителя и сопоставить его с допустимыми уровнями напряжения, указанными в условиях задачи.

Расчет напряжения в узле 2 надо выполнять с учетом потерь мощности.

Начальное приближение напряжения в узле 2 необходимо выбирать с учетом его глубокого снижения при отключении одной из параллельных линий в режиме максимальных нагрузок, поэтому $U_2^0 = 5,4 \text{ кВ}$.

Потоки мощности в сети, МВ·А:

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_2^{\max} = 0,5 + j0,32;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^0)^2} Z_{12} = \frac{0,5^2 + 0,32^2}{5,4^2} \cdot (5 + j4) = 0,060 + j0,048;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 0,5 + j0,32 + 0,06 + j0,048 = 0,56 + j0,368.$$

Определение потери напряжения и напряжения в узле 2, кВ:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \\ &= 6 - \frac{0,56 \cdot 5 + 0,368 \cdot 4}{6} = 5,288 < 5,4 = U_{2 \text{ доп}}^{\min}. \end{aligned}$$

Напряжение в узле 2 не соответствует требованиям по качеству электроэнергии на шинах потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность.

Определение минимальной мощности компенсирующего устройства $Q_{\text{ку}}^{\min}$, обеспечивающей увеличение напряжения в узле 2 до минимально допустимого значения $U_{2 \text{ доп}}^{\min}$,

$$Q_{\text{ку}}^{\min} = \frac{\Delta U U_1}{X} = \frac{(U_{2 \text{ доп}}^{\min} - U_2) U_1}{X} = \frac{0,112 \cdot 6}{4} = 0,168 \text{ Мвар}.$$

Экономически наиболее целесообразным компенсирующим устройством, обеспечивающим требования качества электроэнергии в узле 2, является батарея статических конденсаторов (БСК). Для выбора стандартной мощности батареи статических конденсаторов необходимо найденную минимальную мощность компенсирующего устройства $Q_{\text{ку}}^{\min}$ привести к номинальному напряжению батарей на классе напряжения 6 кВ,

$$Q_{\text{ку}(U=U_{\text{ном}})}^{\min} = Q_{\text{ку}}^{\min} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{2 \text{ доп}}^{\min}} \right)^2 = 0,168 \left(\frac{6,3}{5,4} \right)^2 = 0,229 \text{ Мвар}.$$

Найденная минимальная мощность компенсирующего устройства – это трехфазная мощность $Q_{\text{ку}}^{\min}$, наборы конденсаторов БСК включаются в трехфазную сеть по схемам звезды или треугольника, следовательно, необходимо выбирать число батарей, кратное трем.

Предварительно выбираются 9 батарей типа КС2-6,3-26 общей мощностью $Q_{\text{КУ.НОМ}} = 26 \cdot 9 = 234$ квар при $U_{\text{НОМ}} = 6,3$ кВ. Проверка результатов изменения параметров режима после установки БСК производится при представлении БСК емкостным шунтом, включенным по схеме звезды. Величина емкостной проводимости $B_{\text{БСК}}$ определяется по ее номинальным параметрам

$$B_{\text{БСК}} = Q_{\text{КУ.НОМ}} / U_{\text{Н}}^2 = 0,234 / 6,3^2 = 0,0059 \text{ См.}$$

Схема замещения сети с БСК приведена на рис. 7.17.

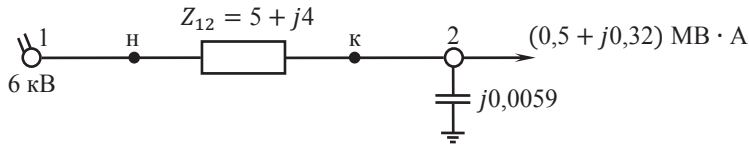


Рис. 7.17. Схема включения БСК

Пересчет напряжения в точке 2 в ремонтном режиме с БСК.

Пусть $U_2^0 = 5,4$ кВ. Потоки мощности в сети, МВ·А:

$$\dot{S}_{12}^{\text{К}} = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{\text{ш}2};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш}2} = (U_2^0)^2 \hat{Y}_2 = 5,4^2 \cdot (-j0,0059) = -j0,172;$$

$$\dot{S}_{12}^{\text{К}} = 0,5 + j0,32 - j0,172 = 0,5 + j0,148;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{0,5^2 + 0,148^2}{5,4^2} \cdot (5 + j4) = 0,047 + j0,037;$$

$$\dot{S}_{12}^{\text{Н}} = \dot{S}_{12}^{\text{К}} + \Delta \dot{S}_{12} = 0,5 - j0,148 + 0,047 + j0,037 = 0,547 + j0,185.$$

Определение напряжения в узле 2 в ремонтном режиме с БСК, кВ:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^{\text{Н}} R_{12} + Q_{12}^{\text{Н}} X_{12}}{U_1} = \\ &= 6 - \frac{0,547 \cdot 5 + 0,185 \cdot 4}{6} = 6 - 0,579 = 5,421 \text{ кВ} > 5,4 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Следовательно, установка 9×КС2-6,3-26 приводит к повышению напряжения в послеаварийном режиме и вводу его в допустимую зону.

Далее необходимо проверить уровни напряжений на шинах нагрузки в нормальных режимах (максимальном и минимальном). Сопротивление линии в нормальных режимах $Z_{12} = 2,5 + j2$.

Нормальный режим минимальных нагрузок. Режим минимальных нагрузок опасен возникновением перенапряжений, так как БСК обладает отрицательным регулирующим эффектом. Схема замещения сети и ее параметры для минимального режима с БСК приведены на рис. 7.18.

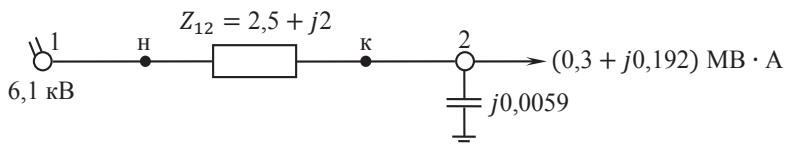


Рис. 7.18. Схема замещения (минимальный режим с БСК)

Начальное приближение напряжения в узле 2 в минимальном режиме необходимо выбирать с учетом его возможного повышения, $U_2 = 6,3$ кВ.

Потоки мощности в сети, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = U_2^2 \hat{Y}_2 = 6,3^2 \cdot (-j0,0059) = -j0,234;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_2^{\min} + \Delta \dot{S}_{ш2} = 0,6 \cdot (0,5 + j0,32) - j0,234 = 0,3 - j0,042;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} Z_{12} = \frac{0,3^2 + 0,042^2}{6,3^2} \cdot (2,5 + j2) = 0,006 + j0,005;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 0,3 - j0,042 + 0,006 + j0,005 = 0,306 - j0,037.$$

Определение напряжения в узле 2 в нормальном режиме минимальных нагрузок с БСК, кВ:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \\ &= 6,1 - \frac{0,306 \cdot 2,5 + 0,037 \cdot 2}{6,1} = 5,89 < 6,3 = U_{2 \text{ доп}}^{\max}. \end{aligned}$$

Напряжение в узле 2 в минимальном режиме при установке батареи статических конденсаторов не превышает предельно допустимого значения, следовательно, БСК в минимальном режиме отключать не требуется.

Нормальный режим максимальных нагрузок. Режим максимальных нагрузок, если нет дополнительных условий по допустимым уровням напряжений, можно не рассматривать, так как напряжение в узле 2 будет находиться в диапазоне 5,414–5,89 кВ.

При наличии дополнительных ограничений расчет максимального режима обязателен. Схема замещения сети и ее параметры для максимального режима с БСК приведены на рис. 7.19.

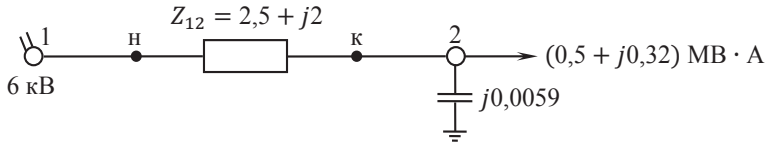


Рис. 7.19. Схема замещения (максимальный режим с БСК)

Пусть начальное приближение напряжения в узле 2 $U_2^0 = 5,7$ кВ.

Потоки мощности в сети, МВ · А:

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = U_2^2 \hat{Y}_2 = 5,7^2 \cdot (-j0,0059) = -j0,192;$$

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_2^{\max} + \Delta \dot{S}_{ш2} = 0,5 + j0,32 - j0,192 = 0,5 + j0,128;$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{(U_2^0)^2} Z_{12} = \frac{0,5^2 + 0,128^2}{5,7^2} \cdot (2,5 + j2) = 0,02 + j0,016;$$

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 0,5 + j0,128 + 0,02 + j0,016 = 0,52 + j0,144.$$

Определение напряжения в узле 2 в нормальном режиме максимальных нагрузок с БСК, кВ:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \\ &= 6 - \frac{0,52 \cdot 2,5 + 0,144 \cdot 2}{6} = 5,73 > 5,7 = U_{2 \text{ доп}}^{\min}. \end{aligned}$$

Таким образом, напряжение в узле 2 в максимальном режиме соответствует требованиям по качеству электроэнергии на шинах потребителя, а выбранная БСК 9×КС2-6,3-26 обеспечивает требования ГОСТ 32144–2013 и договора между энергоснабжающей организацией и потребителем по качеству электроэнергии во всех режимах и может быть принята к установке.

Задача 9. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения на линии 500 кВ. Линия выполнена проводом АС-500×3, длина линии 240 км, напряжение в начале линии 520 кВ. Проверить режимы максимальной и минимальной нагрузок: $S_{\text{нагр}}^{\max} = (400 + j200)$ МВ · А; $\alpha = 0,5$. Минимально допусти-

мое напряжение в конце линии, удовлетворяющее требованиям статической устойчивости, составляет $U_{\min} = 498$ кВ. Расчет выполнить без учета потерь на корону. Схема замещения линии с указанием параметров приведена на рис. 7.20.

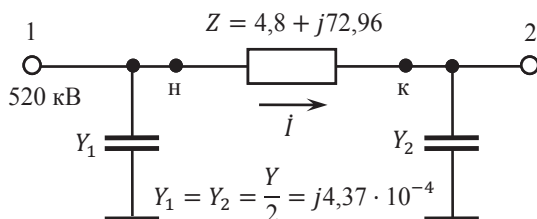


Рис. 7.20. Схема замещения линии электропередачи

Решение задачи. При решении задачи не учитываются потери активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам, так как они практически не влияют на уровни напряжений воздушной линии электропередачи, что связано с их небольшим значением.

Удельные параметры линии АС-500×3:

$$X_0 = 0,304 \text{ Ом/км}, R_0 = 0,02 \text{ Ом/км}, b_0 = 3,64 \text{ См/км}.$$

Параметры линии 500 кВ длиной 240 км:

$$Z = \frac{R_0 \ell}{n} + j \frac{X_0 \ell}{n} = \frac{0,02 \cdot 240}{1} + j \frac{0,304 \cdot 240}{1} = (4,8 + j72,96) \text{ Ом};$$

$$Y = j b_0 \ell n = j 3,64 \cdot 10^{-6} \cdot 240 \cdot 1 = j8,74 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Мощность компенсирующего устройства выбирается исходя из условий наиболее тяжелого режима работы линии – режима холостого хода. Для выбора компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, т. е. рассчитать напряжение на разомкнутом конце линии в режиме холостого хода.

Режим холостого хода. При выборе начального приближения напряжения конца линии в режиме холостого хода следует учесть, что напряжение в конце линии будет существенно выше, чем в начале линии, поэтому начальное приближение напряжения 525 кВ.

Потери мощности в линии, МВ · А:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_2 = 525^2 \cdot (-j4,37 \cdot 10^{-4}) = -j120,4;$$

$$\dot{S}_k = \Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = -j120,4;$$

$$\Delta \dot{S}_Z = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{(U_2^{(0)})^2} Z = \frac{0^2 + 120,4^2}{525^2} \cdot (4,8 + j72,96) = 0,25 + j3,84;$$

$$\dot{S}_H = \dot{S}_K + \Delta \dot{S}_Z = -j120,4 + 0,25 + j3,84 = 0,25 - j116,6.$$

Определение напряжения в конце линии в режиме холостого хода, кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}; \quad \dot{U}_1 = 520 \angle 0^\circ; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta U - j\delta U;$$

$$\Delta U = \frac{P_H R + Q_H X}{U_1} = \frac{0,25 \cdot 4,8 - 116,6 \cdot 72,96}{520} = -16,36;$$

$$\delta U = \frac{P_H X - Q_H R}{U_1} = \frac{0,25 \cdot 72,96 + 116,6 \cdot 4,8}{520} = 1,1;$$

$$\dot{U}_2 = 520 - (-16,36) + j1,1 = 536,36 + j1,1 = 536,36 \angle 0,12^\circ.$$

Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования для класса напряжения 500 кВ составляет 525 кВ. Напряжение в узле 2 превышает максимально допустимое, поэтому для компенсации зарядной мощности линии и, следовательно, для ввода напряжения в допустимые пределы необходима установка шунтирующего реактора.

Минимальная мощность шунтирующего реактора определяется по выражению

$$Q_{\min} = \frac{\Delta U \cdot U_{\text{ном}}}{X},$$

где ΔU – величина, на которую необходимо снизить напряжение в конце линии; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети; X – индуктивное сопротивление линии.

Напряжение необходимо снизить на величину

$$\Delta U = U_2 - U_{2\text{доп}}^{\max} = 536,36 - 525 = 11,36 \text{ кВ.}$$

Минимальная мощность шунтирующего реактора

$$Q_{\min} = \frac{11,36 \cdot 500}{72,96} = 77,85 \text{ Мвар.}$$

После расчета минимальной мощности реактора следует выбрать стандартную мощность реактора с ближайшей большей к расчетной мощностью.

Таким образом, выбирается группа из трех однофазных шунтирующих реакторов типа РОМ-33300/500У1 общей мощностью 99,9 Мвар.

Шунтирующий нерегулируемый реактор при расчетах установившихся режимов представляется неизменной индуктивной проводимостью, которая определяется по номинальным параметрам реактора

$$B = \frac{Q_p}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{99,9}{500^2} = 4 \cdot 10^{-4} \text{ См}, \quad Y_p = -jB = -j4 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

При необходимости установки на линиях сверхвысоких напряжений шунтирующих реакторов их устанавливают по обоим концам линии.

Режим режима холостого хода с реакторами. На рис. 7.21 приведена схема замещения линии с учетом установленных реакторов.

Начальное приближение напряжения в конце линии $U_2^{(0)} = 520 \text{ кВ}$.

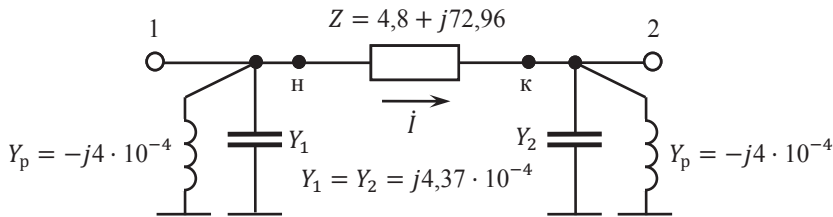


Рис. 7.21. Схема замещения линии электропередачи с реактором

Потоки мощности, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 (\hat{Y}_2 + \hat{Y}_p) = 520^2 \cdot (-j4,37 \cdot 10^{-4} + j4 \cdot 10^{-4}) = -j10;$$

$$\dot{S}_k = \Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = -j10;$$

$$\Delta \dot{S}_Z = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{\left(U_2^{(0)} \right)^2} Z = \frac{0^2 + 10^2}{520^2} \cdot (4,8 + j72,96) = 0,002 + j0,03;$$

$$\dot{S}_h = \dot{S}_k + \Delta \dot{S}_Z = -j10 + 0,002 + j0,03 = 0,002 - j9,97.$$

Напряжение в конце линии, кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}; \quad \dot{U}_1 = 520 \angle 0^\circ; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U} - j\delta \dot{U};$$

$$\Delta U = \frac{P_h R + Q_h X}{U_1} = \frac{0,002 \cdot 4,8 - 9,97 \cdot 72,96}{520} = -1,4;$$

$$\delta U = \frac{P_h X - Q_h R}{U_1} = \frac{0,002 \cdot 72,96 + 9,97 \cdot 4,8}{520} = 0,09.$$

Напряжение в узле 2, кВ,

$$\dot{U}_2 = 520 - (-1,4) + j0,09 = 521,4 + j0,09 = 521,4 \angle 0,01^\circ.$$

Напряжение в конце линии после установки шунтирующего реактора не превышает предельно допустимого значения, следовательно, выбор реактора выполнен правильно.

Далее следует выполнить расчет максимального и минимального режимов работы линии. Это необходимо для определения возможности использования нерегулируемого реактора и режимов работы реактора.

Если при установке реактора напряжение в конце линии в максимальном режиме не достигает значений ниже минимально допустимого, ограниченного условиями передачи мощности и сохранения статической устойчивости энергосистемы, то можно использовать нерегулируемый постоянно включенный в сеть реактор.

Максимальный режим работы линии с реакторами. При выборе начального приближения напряжения конце линии в максимальном режиме следует учесть, что напряжение в конце линии понизится по сравнению с напряжением в начале линии, так как по линии протекает ток нагрузки. Поэтому в качестве начального приближения напряжения принимается напряжение 500 кВ.

На рис. 7.22 приведены параметры максимального режима с учетом установленного реактора.

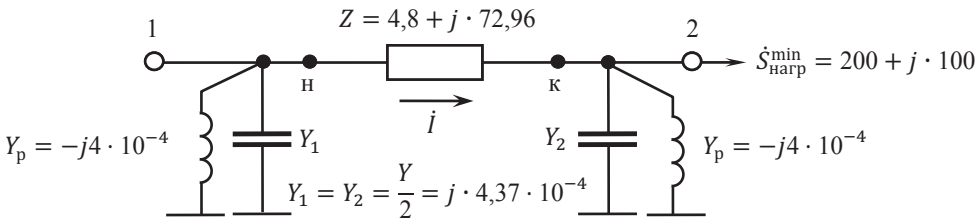


Рис. 7.22. Схема замещения линии электропередачи с реактором для расчета режима максимальных нагрузок

Потоки мощности, МВ·А:

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = \left(U_2^{(0)} \right)^2 \left(\hat{Y}_2 + \hat{Y}_p \right) = 500^2 \cdot \left(-j4,37 \cdot 10^{-4} + j4 \cdot 10^{-4} \right) = -j9,25;$$

$$\dot{S}_K = \dot{S}_{нагр}^{max} + \Delta \dot{S}_{ш2} = 400 + j200 - j9,25 = 400 + j190,75;$$

$$\Delta \dot{S}_Z = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{(U_2^{(0)})^2} Z = \frac{400^2 + 190,75^2}{500^2} \cdot (4,8 + j72,96) = 3,77 + j57,31;$$

$$\dot{S}_H = \dot{S}_K + \Delta \dot{S}_Z = 400 + j190,75 + 3,77 + j57,31 = 403,77 + j248,06.$$

Напряжение в конце линии, кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}; \quad \dot{U}_1 = 520 \angle 0^\circ; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta U - j\delta U;$$

$$\Delta U = \frac{P_H R + Q_H X}{U_1} = \frac{403,77 \cdot 4,8 + 248,06 \cdot 72,96}{520} = 38,53;$$

$$\delta U = \frac{P_H X - Q_H R}{U_1} = \frac{403,77 \cdot 72,96 - 248,06 \cdot 4,8}{520} = 54,36;$$

$$\dot{U}_2 = 520 - 38,53 - j54,36 = 481,47 - j54,36 = 484,52 \angle -6,44^\circ.$$

В максимальном режиме минимально допустимое напряжение согласно заданию составляет 498 кВ, следовательно, постоянное включение шунтирующего реактора недопустимо. Для окончательного решения вопроса о типе реактора необходимо определить потребность в реакторе в минимальном режиме работы линии.

Минимальный режим работы линии без реактора. На рис. 7.23 приведена схема для расчета минимального режима, наибольшее напряжение в конце линии в минимальном режиме установится при отключении реактора.

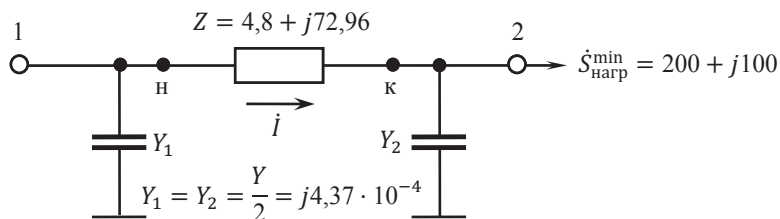


Рис. 7.23. Схема замещения линии электропередачи без реактора для расчета режима минимальных нагрузок

Начальное приближение напряжения 520 кВ.

Мощность нагрузки и потоки в минимальном режиме, МВ·А:

$$\dot{S}_{\text{нагр}}^{\min} = \dot{S}_{\text{нагр}}^{\max} \cdot \alpha = (400 + j200) \cdot 0,5 = 200 + j100;$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = (U_2^{(0)})^2 \hat{Y}_2 = 520^2 \cdot (-j4,37 \cdot 10^{-4}) = -j118,2;$$

$$\dot{S}_K = \dot{S}_{\text{нагр}}^{\max} + \Delta \dot{S}_{\text{ш2}} = 200 + j100 - j118,2 = 200 - j18,2;$$

$$\Delta \dot{S}_Z = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{(U_2^{(0)})^2} Z = \frac{200^2 + 18,2^2}{520^2} \cdot (4,8 + j72,96) = 0,72 + j10,88;$$

$$\dot{S}_H = \dot{S}_K + \Delta \dot{S}_Z = 200 - j18,2 + 0,72 + j10,88 = 200,72 - j7,32.$$

Напряжение в конце линии, кВ:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}; \quad \dot{U}_1 = 520 \angle 0^\circ; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta U - j\delta U;$$

$$\Delta U = \frac{P_H R + Q_H X}{U_1} = \frac{200,72 \cdot 4,8 - 7,32 \cdot 72,96}{520} = 0,83;$$

$$\delta U = \frac{P_H X - Q_H R}{U_1} = \frac{200,72 \cdot 72,96 + 7,32 \cdot 4,8}{520} = 28,23;$$

$$\dot{U}_2 = 520 - 0,83 - j28,23 = 519,17 - j28,23 = 519,94 \angle -3,12^\circ.$$

В минимальном режиме напряжение в конце линии не превышает допустимых пределов, поэтому включения реактора не требуется.

Таким образом, реактор целесообразно установить неуправляемый и включать его только в режиме холостого хода линии. При этом потребуются установка автоматики для автоматического включения выключателя реактора при возникновении режима холостого хода линии – отключении выключателя линии. На рис. 7.24 приведена упрощенная схема включения реакторов по концам линии 500 кВ.

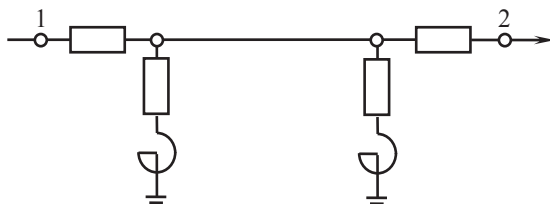


Рис. 7.24. Схема включения реакторов на линии 500 кВ

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача 1. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ. Длина линии составляет 40 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-240.

Задача 2. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ. Длина линии составляет 80 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-400.

Задача 3. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ. Длина линии составляет 20 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-70.

Задача 4. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 500 кВ. Длина линии составляет 220 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-400×3.

Задача 5. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ. Длина линии составляет 10 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-50.

Задача 6. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ. Длина линии составляет 90 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-240.

Задача 7. Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ. Длина линии составляет 30 км, воздушная линия выполнена проводом марки АС-185.

Задача 8. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры. Кабелем АВВГ–3×35 + 1×35 выполнена кабельная линия длиной 0,08 км, номинальное напряжение 0,4 кВ.

Задача 9. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 0,5 км выполнена кабелем АСБУ-3×70, номинальное напряжение 10 кВ.

Задача 10. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 10 км выполнена кабелем АпвВ-3×185, номинальное напряжение 35 кВ.

Задача 11. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 15 км выполнена кабелем ПвПу-3×150, номинальное напряжение 35 кВ.

Задача 12. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 2,1 км выполнена кабелем ПвПу2г-1×630, номинальное напряжение 110 кВ.

Задача 13. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 4,7 км выполнена кабелем FXLJ-1×1000, номинальное напряжение 220 кВ.

Задача 14. Составить схему замещения кабельной линии и определить ее параметры, кабельная линия длиной 0,3 км выполнена кабелем 2XS(FL)2Y-1×1200, номинальное напряжение 500 кВ.

Задача 15. Составить схему замещения и найти параметры схемы замещения трансформатора ТРДН-40000/220.

Задача 16. Составить схему замещения и найти параметры схемы замещения трансформатора ТДТН-40000/220.

Задача 17. Составить схему замещения и найти параметры схемы замещения автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

Задача 18. Составить схему замещения и найти параметры схемы замещения группы однофазных автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220.

Задача 19. Составить схему замещения и определить параметры схемы замещения двух параллельно работающих трансформаторов ТРДН-25000/110.

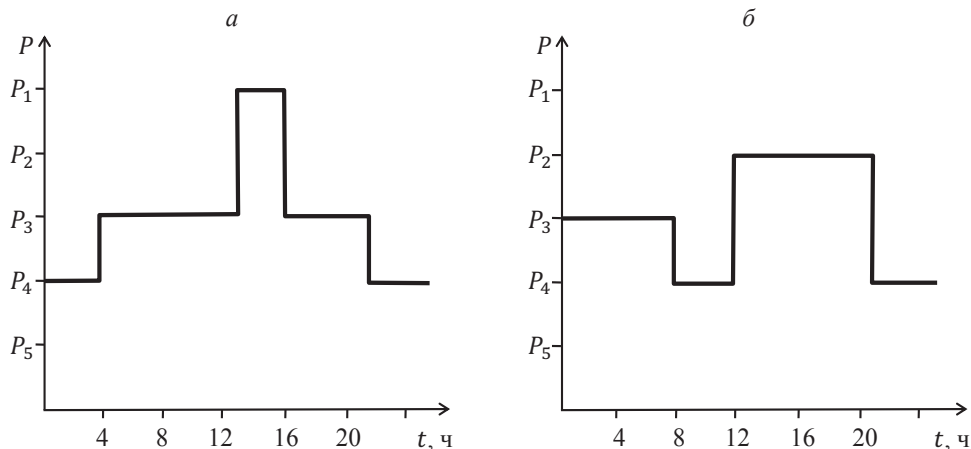
Задача 20. Составить схему замещения и определить параметры схемы замещения двух параллельно работающих трансформаторов ТДТН-25000/110.

Задача 21. Составить схему замещения и определить параметры схемы замещения двух параллельно работающих автотрансформаторов типа АТДЦТН-200000/330/110.

Задача 22. По заданному суточному графику определить число часов использования максимальной мощности T_{\max} , коэффициент неравномерности графика $\alpha_{\text{нер}}$, суточное потребление электроэнергии, если мощность нагрузки в максимальном режиме $P_{\max} = 60$ МВт.

$t, \text{ч}$	0–8	8–12	12–16	16–24
$P, \text{о. е.}$	0,75	1	0,5	0,75

Задача 23. Используя суточные зимний и летний графики, показанные на рисунке ($P_1 = 50$ МВт, $P_2 = 40$ МВт, $P_3 = 30$ МВт, $P_4 = 20$ МВт, $P_5 = 10$ МВт), построить годовой график по продолжительности. Определить годовое число часов использования максимальной мощности $T_{\max}^{\text{год}}$ и годовое потребление электроэнергии. Условно принять продолжительность лета 155 суток, зимы – 210 суток.



Суточные графики зимней (а) и летней (б) нагрузок

Задача 24. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-40000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Определить потери электроэнергии за сутки.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 25. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-40000/220. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 26. Нагрузка питается по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 27. На подстанции установлены два трансформатора 2ТРДН-40000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. График нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 28. На подстанции установлены два трансформатора 2ТРДН-40000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением 2АС-240

и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Определить потери энергии за год, если задан годовой график нагрузки по продолжительности.

t , ч	0–2100	2100–4000	4000–6400	6400–8760
P , о. е.	1	0,7	0,5	0,3

Задача 29. Определить потери энергии за год в трансформаторах типа 2ТРДН-25000/220, нагрузка подстанции в максимальном режиме 30 МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Задача 30. На подстанции установлены два трансформатора 2ТРДН-40000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Определить потери энергии за год.

Задача 31. Нагрузка питается по двум воздушным линиям сечением АС-400×3 и длиной 300 км. Нагрузка в максимальном режиме 600 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 32. Нагрузка питается по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

t , ч	0–8	8–12	12–16	16–24
P , о. е.	0,35	0,5	1	0,75

Задача 33. Нагрузка питается по двум воздушным линиям сечением 2АС-240 и длиной 100 км. Нагрузка в максимальном режиме 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Суточный график нагрузки в относительных единицах приведен ниже. Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

$t, \text{ ч}$	0–8	8–12	12–16	16–24
$P, \text{ о. е.}$	0,35	0,5	1	0,75

Задача 34. Определить потери мощности и энергии за сутки в двух воздушных линиях сечением АС-400×3 и длиной 300 км. Нагрузка в конце линии отсутствует (режим холостого хода). Построить график потерь мощности в суточном диапазоне.

Задача 35. Определить потери мощности и энергии за сутки в электропередаче между ЭС1 и ЭС2 (узлы 1 и 2). Электропередача выполнена двумя воздушными линиями 500 кВ сечением АС-400×3 длиной 200 км. Линии работают в реверсивном режиме, направление и величина потока мощности по линии в относительных единицах приведены ниже. Напряжение в точке приема мощности в суточном диапазоне 515 кВ, мощность передачи в максимальном режиме 800 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Определить потери мощности в максимальном режиме, построить график потерь мощности в суточном диапазоне, найти потери энергии за сутки и КПД. График перетока по линиям в суточном диапазоне приведен ниже.

$t, \text{ ч}$	0–3	3–6	6–9	9–12	12–15	15–18	18–21	21–24
$P_{12}, \text{ о. е.}$	0	0,5	1	0,5	0	–0,5	–1	–0,5

Задача 36. Построить качественно (без учета потерь мощности и генерации) векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 110 \text{ кВ}$. Две параллельные линии длиной 40 км выполнены сечением АС-240, напряжение в конце электропередачи 108 кВ, мощность 60 МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Задача 37. Построить качественно (без учета потерь мощности и генерации) векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 110 \text{ кВ}$. Две параллельные линии длиной 40 км выполнены сечением АС-240, напряжение в начале электропередачи 115 кВ, в конце линии нагрузка отсутствует (режим холостого хода).

Задача 38. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 220$ кВ. Две параллельные линии выполнены сечением АС-400 и имеют длину 60 км, напряжение в конце электропередачи 215 кВ, мощность 80 МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Задача 39. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 220$ кВ. Две параллельные линии выполнены сечением АС-400 и имеют длину 60 км, напряжение в начале электропередачи 225 кВ, в конце линии нагрузка отсутствует (режим холостого хода).

Задача 40. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 500$ кВ. Две параллельные линии выполнены сечением АС-400×3 и имеют длину 160 км, напряжение в конце электропередачи 515 кВ, мощность 600 МВт, $\cos \varphi = 0,9$.

Задача 41. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений линии электропередачи напряжением $U_n = 500$ кВ. Две параллельные линии выполнены сечением АС-400×3 и имеют длину 160 км, напряжение в начале электропередачи 520 кВ, в конце линии нагрузка отсутствует (режим холостого хода).

Задача 42. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений для двух параллельно включенных трансформаторов ТРДН-25000/110 без учета активных потерь в меди и стали.

Задача 43. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений для двух параллельно включенных трансформаторов ТРДН-25000/110 с учетом активных потерь в меди и стали.

Задача 44. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений двух параллельных воздушных линий

напряжением 500 кВ, длиной 600 км и сечением АС-400×3 при представлении схемы замещения одним четырехполюсником.

Задача 45. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений двух параллельных воздушных линий напряжением 500 кВ, длиной 500 км и сечением АС-400×3 при представлении схемы замещения двумя включенными последовательно четырехполюсниками.

Задача 46. Определить падение и потерю напряжения и построить векторные диаграммы токов и напряжений двух параллельных воздушных линий напряжением 500 кВ, длиной 500 км и сечением АС-400×3 при представлении схемы замещения тремя включенными последовательно четырехполюсниками.

Задача 47. Определить наибольшую погрешность моделирования электрической нагрузки неизменной мощностью относительно ее представления статическими характеристиками в нормальном и послеаварийном режимах при допустимых отклонениях напряжений на шинах нагрузки. Активная эквивалентная нагрузка узла при номинальном напряжении 10 кВ составляет $P_{\text{ном}} = 2,5 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$. Статические характеристики заданы в аналитическом виде в относительных единицах:

$$P_*(U) = 0,82 - 0,31U_* + 0,48U_*^2;$$

$$Q_*(U) = 4,91 - 10,28U_* + 6,49U_*^2.$$

Задача 48. Составить схему замещения электрической сети, показанной на рисунке, и выполнить приведение параметров сети к одному классу напряжения. Исходные данные: ЛЭП длиной 120 км, сечением 4АС-240, номинальное напряжение 110 кВ; автотрансформатор АТДЦН-250000/500/110; двухобмоточный трансформатор 2ТРДЦН-800000/110, $P_2 = 60 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$; $P_4 = 100 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,8$.

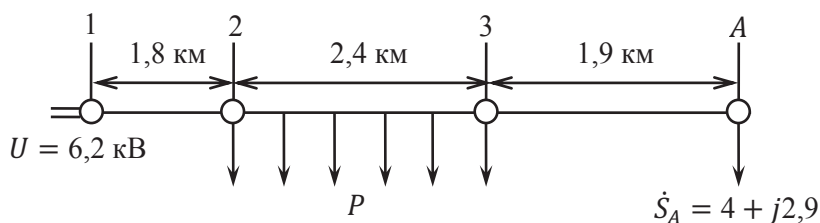


Исходная схема сети

Задача 49. Определить параметры установившегося режима разомкнутой разветвленной сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Напряжение в питающем узле $U_A = 120$ кВ, приведенные нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_2 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Параметры линий: $L_{A1} = 30$ км, $n = 2$, сечение АС-240; $L_{12} = 20$ км, $n = 2$, сечение АС-150; $L_{13} = 20$ км, $n = 2$, сечение АС-120.

Задача 50. Определить параметры установившегося режима разомкнутой разветвленной сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Напряжение в питающем узле $U_A = 220$ кВ, приведенные нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 80$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_2 = 50$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 60$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Параметры линий: $L_{A1} = 60$ км, $n = 2$, сечение АС-400; $L_{12} = 40$ км, $n = 2$, сечение АС-240; $L_{13} = 50$ км, $n = 2$, сечение АС-300.

Задача 51. Определить параметры установившегося режима разомкнутой разветвленной сети с равномерно распределенной нагрузкой, плотность нагрузки $p = 0,5$ МВт/км. Схема сети и параметры нагрузок показаны на рисунке. При решении принять $R_0 = 0,2$ Ом/км, $X_0 = 0,3$ Ом/км. Расчет выполнить с учетом потерь мощности и без их учета. Оценить погрешность параметров режима при расчете без учета потерь мощности.



Исходная схема

Задача 52. Подстанция получает питание по двум воздушным линиям 220 кВ, линия длиной 90 км выполнена проводом АС-300. На подстанции установлены два трансформатора ТРДЦН-1000000/220. Устройство РПН установлено на нулевую отпайку, мощность нагрузки в максимальном режиме 120 МВт, $\cos \varphi = 0,8$; напряжение базисного узла 230 кВ. Выполнить электри-

ческий расчет сети, построить векторные диаграммы напряжений и токов и определить соответствие напряжения на шинах потребителей ГОСТу.

Задача 53. Определить параметры установившегося режима и сделать выводы о возможности работы линии 500 кВ на холостом ходу при представлении схемы замещения одним четырехполюсником. Линия выполнена проводом 2АС-500×3, длина линии 600 км, напряжение в начале линии 520 кВ.

Задача 54. Определить параметры установившегося режима и сделать выводы о возможности работы линии 500 кВ на холостом ходу при представлении схемы замещения двумя последовательными четырехполюсниками. Линия выполнена проводом 2АС-500×3, длина линии 600 км, напряжение в начале линии 520 кВ.

Задача 55. Определить параметры установившегося режима и сделать выводы о возможности работы линии 500 кВ на холостом ходу при представлении схемы замещения тремя последовательными четырехполюсниками. Линия выполнена проводом 2АС-500×3, длина линии 600 км, напряжение в начале линии 520 кВ. Расчет выполнить в мощностях.

Задача 56. Определить параметры установившегося режима и сделать выводы о возможности работы линии 500 кВ на холостом ходу при представлении схемы замещения тремя последовательными четырехполюсниками. Линия выполнена проводом 2АС-500×3, длина линии 600 км, напряжение в начале линии 520 кВ. Расчет выполнить в токах.

Задача 57. Определить параметры установившегося режима кольцевой сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Расчет выполнить в мощностях. Линия выполнены проводом АС-300, напряжение в питающем узле $U_A = 215$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = -100$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 120$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 50$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 70$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 50$ км, $n = 2$; $L_{A3} = 40$ км, $n = 2$.

Задача 58. Определить параметры установившегося режима кольцевой сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Расчет выполнить в токах. Линии выполнены проводом АС-300, напряжение в питающем узле $U_A = 215$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = -100$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 120$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 50$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 70$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 50$ км, $n = 2$; $L_{A3} = 40$ км, $n = 1$.

Задача 59. Определить параметры установившегося режима кольцевой сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Расчет выполнить в мощностях. Линии выполнены проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 2$; $L_{A2} = 40$ км, $n = 1$.

Задача 60. Определить параметры установившегося режима кольцевой сети и построить векторные диаграммы токов и напряжений. Расчет выполнить в токах. Линии выполнены проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 2$; $L_{A2} = 40$ км, $n = 1$.

Задача 61. Определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности и напряжение в узле 5. Сеть выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 20$ МВт, $P_3 = 20$ МВт, $P_4 = 30$ МВт, $P_5 = -100$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 20$ км, $n = 2$; $L_{12} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 20$ км, $n = 1$; $L_{34} = 25$ км, $n = 1$; $L_{4A} = 30$ км, $n = 2$; $L_{15} = 40$ км, $n = 4$.

Задача 62. Определить параметры установившегося режима сети с двухсторонним питанием, построить векторные диаграммы токов и напряжений. Линии выполнены проводом АС-240, напряжения по концам электропередачи в узлах A и B различны, $\dot{U}_A = 115 \angle 0^\circ$ кВ, $\dot{U}_B = 118 \angle +1,2^\circ$ кВ, нагрузки узлов

в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 2$; $L_{3B} = 40$ км, $n = 2$.

Задача 63. Определить параметры установившегося режима сети с двухсторонним питанием, построить векторные диаграммы токов и напряжений. Линии выполнены проводом АС-400, напряжения по концам электропередачи в узлах A и B различны, $\dot{U}_A = 225 \angle 0^\circ$ кВ, $\dot{U}_B = 222 \angle +1,2^\circ$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 60$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_2 = -100$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 60$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{2B} = 50$ км, $n = 2$.

Задача 64. На подстанции установлены два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220, напряжение на высшей стороне в максимальном режиме 211 кВ, в минимальном режиме 223 кВ, коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,5$, нагрузка в максимальном режиме составляет 120 МВт, $\cos \varphi = 0,85$. Потребители расположены непосредственно на шинах низшего напряжения подстанции, номинальное напряжение потребителей 10 кВ. Выбрать рациональные отпайки трансформаторов и определить напряжение на низшей стороне трансформатора в максимальном и минимальном режимах.

Задача 65. Подстанция получает питание по двум воздушным линиям АС-240 длиной 49 км, на подстанции установлено два трансформатора ТРДН-25000/110, устройство РПН установлено на нулевую отпайку. Напряжение в питающем узле 115 кВ. Требуемое напряжение на шинах нагрузки составляет 10,4 кВ в максимальном и 10,1 кВ в минимальном режимах. Мощность нагрузки в максимальном режиме 32 МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Построить векторные диаграммы токов и напряжений электрической сети и определить соответствие напряжения на шинах потребителей ГОСТу.

Задача 66. На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-40000/220, мощность нагрузки в максимальном режиме: $P_c = 60$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_n = 12$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; напряжение на высшей стороне 204 кВ. Коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,6$. Выбрать рациональ-

ные отпайки трансформатора в максимальном и минимальном режимах из условий обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ, определить напряжение на низшей стороне трансформатора и проверить его соответствие требованиям ГОСТа.

Задача 67. На подстанции установлены два трансформатора типа ТДТН-40000/220, мощность нагрузки в максимальном режиме: $P_c = 60$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_n = 12$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; напряжение на высшей стороне 204 кВ. Коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,6$. Выбрать рациональные отпайки РПН трансформатора в максимальном и минимальном режимах из условий обеспечения на стороне низшего напряжения 10,5 кВ, определить напряжение на средней стороне трансформатора и проверить его соответствие требованиям ГОСТа.

Задача 68. На подстанции установлены два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220, мощность нагрузки в максимальном режиме: $P = 160$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; напряжение на высшей стороне 200 кВ. Коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,6$. Выбрать рациональные отпайки РПН и определить напряжение на низшей стороне трансформатора в максимальном и минимальном режимах.

Задача 69. На подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/220/110, мощность нагрузки в максимальном режиме на стороне среднего напряжения: $P = 100$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; на стороне низшего напряжения: $P = 10$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение на высшей стороне 215 кВ. Выбрать рациональные регулировочные ответвления РПН для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ, определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и проверить его соответствие ГОСТу.

Задача 70. На подстанции установлены два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220, напряжение на высшей стороне в максимальном режиме 211 кВ, в минимальном режиме 223 кВ, коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,5$, нагрузка в максимальном режиме составляет

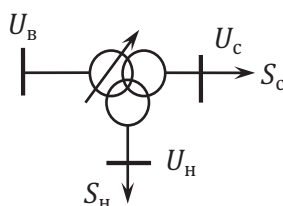
120 МВт, $\cos \varphi = 0,85$. Выбрать рациональные регулировочные ответвления трансформатора и определить напряжения на низшей стороне трансформатора в максимальном и минимальном режимах. Требуемые напряжения на шинах низшего напряжения: в максимальном режиме 10,5 кВ; в минимальном – 10,1 кВ.

Задача 71. На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН-25000/220. Выбрать рациональные регулировочные ответвления РПН трансформаторов в максимальном и минимальном режимах из условий обеспечения в требуемых уровней напряжений на шинах низшего напряжения. Нагрузки в максимальном режиме: $\dot{S}_c = (30 + j16)$ МВ·А; $\dot{S}_n = (10 + j6)$ МВ·А. Коэффициент неравномерности нагрузки $\alpha = 0,5$. Требуемые напряжения на шинах низшего напряжения: в максимальный режим 10,5 кВ; в минимальном – 10,1 кВ. Напряжения на высшей стороне трансформатора: в максимальном режиме 215 кВ; в минимальном – 227 кВ. Оценить напряжения на шинах среднего напряжения трансформаторов.

Задача 72. На подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/220/110, мощность нагрузки в максимальном режиме на стороне среднего напряжения: $P = 160$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; на стороне низшего напряжения: $P = 16$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение на высшей стороне 215 кВ. Выбрать рациональные регулировочные ответвления РПН в максимальном режиме для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ, определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и оценить его соответствие требованиям оборудования. Устройство РПН автотрансформатора находится на линейном выводе общей обмотки, пределы регулирования РПН ($\pm 6 \times 2\%$). Допустимый диапазон напряжений на шинах низшего напряжения 10,3–9,7 кВ. При необходимости выбрать линейный регулировочный трансформатор и его рациональные регулировочные ответвления для обеспечения заданного диапазона напряжений.

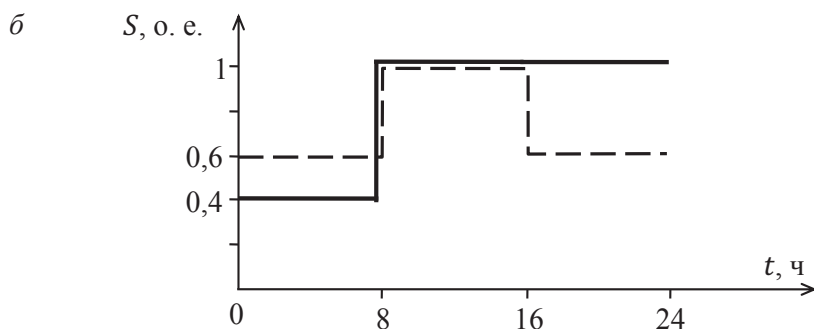
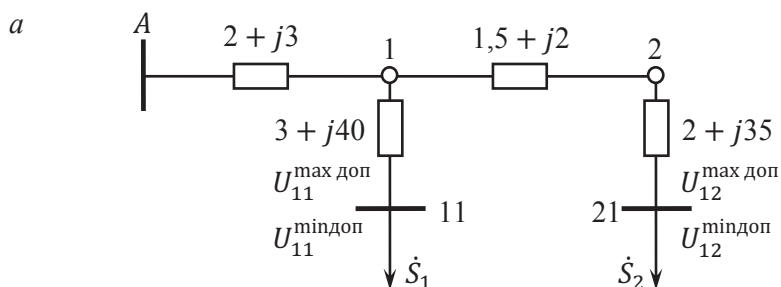
Задача 73. На узловой подстанции установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/500/110, максимальная мощность транзита в сеть 110 кВ составляет 300 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. При этом транзит мощности в сеть 35 кВ составляет 40 МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение на высшей стороне автотрансформатора 520 кВ. Выбрать рациональные регулировочные ответвления РПН в максимальном режиме для обеспечения на стороне среднего напряжения 115 кВ. Устройство РПН автотрансформатора находится в нейтрали, пределы регулирования РПН ($\pm 8 \times 1,4 \%$). Определить напряжение на низшей стороне автотрансформатора и оценить его соответствие требованиям (37,5–35,5 кВ). При необходимости выбрать линейный регулировочный трансформатор и его рациональные регулировочные ответвления для обеспечения заданного диапазона напряжений.

Задача 74. Определить допустимые колебания напряжений на высшей стороне трансформаторов 2ТДТН-25000/220 с РПН из условий обеспечения допустимых напряжений (10,5–9,5 кВ) на шинах низшего напряжения. Исходная схема сети приведена на рисунке.



Исходная схема

Задача 75. Определить допустимые диапазоны напряжений на высшей стороне трансформаторов 2ТДТН-25000/220 с РПН из условий обеспечения качества электроэнергии на шинах низшего напряжения. Мощность нагрузки в максимальном режиме на стороне среднего напряжения: $P = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; на стороне низшего напряжения: $P = 10$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей составляют (± 5) % от номинального.



Исходная схема сети (а) и графики нагрузок (б)

Задача 76. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле А для потребителей в узлах 1 и 2. Схема замещения сети и графики нагрузок приведены на рисунке «Исходная схема сети (а) и графики нагрузок (б). Номинальное напряжение сети 6 кВ, допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей составляют $(\pm 5)\%$. Учесть потери мощности в сети.

Задача 77. На подстанции установлены два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220, мощность нагрузки в максимальном режиме: $P = 160$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; напряжение на высшей стороне 200 кВ. Коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,6$. Выбрать рациональные отпайки РПН и определить напряжение на низшей стороне трансформатора в максимальном и минимальном режимах.

Задача 78. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующих устройств по условиям обеспечения качества электроэнергии на шинах потребителей (узел 1). Напряжение в питающем узле А в максимальном режиме $U_A = 6$ кВ, нагрузка узла 1 в максимальном режиме $P_1 = 2$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Напряжение в питающем узле в минимальном режиме $U_A = 6,2$ кВ,

коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,5$. Длина линии $L_{A1} = 5$ км, $n = 2$; $R_0 = 0,5$ Ом/км, $X_0 = 0,4$ Ом/км. Согласно договору допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей составляют $(\pm 5)\%$ от номинального во всех режимах.

Задача 79. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующих устройств по условиям обеспечения качества электроэнергии на шинах потребителей (узел 1). Согласно договору допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей составляют $(\pm 5)\%$ от номинального во всех режимах. Напряжение в питающем узле A в максимальном режиме $U_A = 10$ кВ, нагрузка узла 1 в максимальном режиме: $P_1 = 4$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$. Напряжение в питающем узле в минимальном режиме $U_A = 10,4$ кВ, коэффициент неравномерности графика нагрузки $\alpha = 0,6$. Длина линии $L_{A1} = 7$ км, $n = 1$; $R_0 = 0,45$ Ом/км, $X_0 = 0,4$ Ом/км.

Задача 80. Определить возможность работы линии 500 кВ на холостом ходу. Линия выполнена проводом 2АС-500×3, длина линии 260 км, напряжение в начале линии 520 кВ. Дать рекомендации по вводу режима в допустимую область.

Задача 81. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения на линии 500 кВ в наиболее тяжелых режимах. Линия выполнена проводом АС-500×3, длина линии 200 км, напряжение в начале линии 520 кВ. Определить режимы работы компенсирующих устройств. Поток мощности в максимальном режиме: $P_{\max} = 600$ МВт; $\cos \varphi = 0,9$; коэффициент неравномерности $\alpha = 0,5$. Минимально допустимое напряжение в конце линии по требованиям статической устойчивости составляет $U = 495$ кВ. Расчет выполнить без учета потерь на корону.

Задача 82. Определить необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения на линии 500 кВ в наиболее тяжелом режиме. Линия выполнена проводом

АС-500×3, длина линии 400 км, напряжение в начале линии 510 кВ. Определить режимы работы компенсирующих устройств. Поток мощности в максимальном режиме: $P_{\max} = 400$ МВт; $\cos \varphi = 0,9$; коэффициент неравномерности $\alpha = 0,8$. Минимально допустимое напряжение в конце линии по требованиям статической устойчивости составляет $U = 489$ кВ. Расчет выполнить без учета потерь на корону.

Задача 83. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 3 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы 3,6 ГВт. В энергосистеме происходит включение дополнительной нагрузки мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма: регулятора скорости турбины $s_r = 0,1$, нагрузки $s_n = 1$. Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования и регулирующий эффект нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 84. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 3 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы 3,6 ГВт. В энергосистеме происходит отключение блока мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма: регулятора скорости турбины $s_r = 0,1$, нагрузки $s_n = 1$. Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования и регулирующий эффект нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 85. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 4 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы 4,2 ГВт. В энергосистеме происходит включение дополнительной нагрузки мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма: регулятора скорости турбины $s_r = 0,067$, нагрузки $s_n = 1$. Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования и регулирующий эффект нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 86. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 4 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы

4,2 ГВт. В энергосистеме происходит отключение блока мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма: регулятора скорости турбины $s_r = 0,067$, нагрузки $s_n = 1$. Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования и регулирующий эффект нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 87. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 3 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы 3,6 ГВт. В энергосистеме происходит включение дополнительной нагрузки мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма:

- 1) регулятора скорости турбины $s_r = 0,1$, нагрузки $s_n = 1$;
- 2) регулятора скорости турбины $s_r = 0,07$, нагрузки $s_n = 1$;
- 3) регулятора скорости турбины $s_r = 0,07$, нагрузки $s_n = 0,8$.

Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования. Оценить влияние на результаты регулирования величины статизма характеристики генератора. Определить регулирующий эффект нагрузки и оценить влияние на него величины статизма характеристики нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 88. Нагрузка энергосистемы, работающей с номинальной частотой, составляет 3 ГВт. Предельная мощность генераторов энергосистемы 3,6 ГВт. В энергосистеме происходит отключение блока мощностью 300 МВт. Коэффициенты статизма:

- 1) регулятора скорости турбины $s_r = 0,1$, нагрузки $s_n = 1$;
- 2) регулятора скорости турбины $s_r = 0,07$, нагрузки $s_n = 1$;
- 3) регулятора скорости турбины $s_r = 0,07$, нагрузки $s_n = 0,8$.

Определить частоту в энергосистеме после ее первичного регулирования. Оценить влияние на результаты регулирования величины статизма характеристики генератора. Определить регулирующий эффект нагрузки и оценить влияние на него величины статизма характеристики нагрузки. Оценить качество электроэнергии по ГОСТ 32144–2013.

Задача 89. Выбрать экономические сечения линий электропередачи с учетом надежности электроснабжения в нормальных и послеаварийных режимах. Напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 25$ МВт, $P_2 = 30$ МВт, $P_3 = 28$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 26$ км, $L_{12} = 22$ км, $L_{13} = 19$ км. Состав по надежности во всех узлах: I, II – 30 %, III – 40 %.

Задача 90. Выбрать экономические сечения линий электропередачи с учетом надежности электроснабжения потребителей в нормальных и послеаварийных режимах. Напряжение в питающем узле $U_A = 220$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 60$ МВт, $P_2 = 100$ МВт, $P_3 = 40$ МВт, $P_4 = -300$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий, км: $L_{A1} = 60$, $L_{12} = 40$, $L_{A3} = 50$, $L_{32} = 50$, $L_{34} = 60$. Состав потребителей по надежности во всех узлах одинаков (I – 50 %, II – 30 %, III – 20 %).

Задача 91. Определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности и генерации линий методом преобразования и напряжение в узле 1. Выполнить одну итерацию расчета в мощностях. Сеть выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $P_2 = 20$ МВт, $P_3 = 40$ МВт, $P_4 = -100$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 1$; $L_{12} = 30$ км, $n = 1$; $L_{A3} = 30$ км, $n = 1$; $L_{34} = 40$ км, $n = 2$; $L_{41} = 40$ км, $n = 2$; $L_{42} = 20$ км, $n = 1$.

Задача 92. Определить токораспределение в сети без учета потерь мощности и генерации линий методом преобразования и напряжение в узле 1. Выполнить одну итерацию расчета в токах. Сеть выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $P_2 = 20$ МВт, $P_3 = 40$ МВт, $P_4 = -100$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 1$; $L_{12} = 30$ км, $n = 1$; $L_{A3} = 30$ км, $n = 1$; $L_{34} = 40$ км, $n = 2$; $L_{41} = 40$ км, $n = 2$; $L_{42} = 20$ км, $n = 1$.

Задача 93. Определить токораспределение в сети без учета потерь мощности (с учетом генерации линий) методом преобразования и напряжение в уз-

ле 2. Выполнить одну итерацию расчета в токах. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 94. Определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности (с учетом генерации линий) методом преобразования и напряжение в узле 2. Выполнить одну итерацию расчета в мощностях. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 95. Определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности (с учетом генерации линий) методом преобразования и напряжение в узле 3. Выполнить одну итерацию расчета в мощностях. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = -190$ МВт, $P_4 = 900$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 96. Составить систему контурных уравнений в форме мощностей, определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности и генерации линий, а также напряжение в узле 1. Сеть выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $P_2 = 20$ МВт, $P_3 = 40$ МВт, $P_4 = -100$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 1$; $L_{12} = 30$ км, $n = 1$; $L_{A3} = 30$ км, $n = 1$; $L_{34} = 40$ км, $n = 2$; $L_{41} = 40$ км, $n = 2$; $L_{42} = 20$ км, $n = 1$.

Задача 97. Составить систему контурных уравнений в форме токов, определить токораспределение в сети без учета генерации линий и напряжение в узле 1. Сеть выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $P_2 = 20$ МВт, $P_3 = 40$ МВт, $P_4 = -100$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 1$; $L_{12} = 30$ км, $n = 1$; $L_{A3} = 30$ км, $n = 1$; $L_{34} = 40$ км, $n = 2$; $L_{41} = 40$ км, $n = 2$; $L_{42} = 20$ км, $n = 1$.

Задача 98. Составить систему контурных уравнений в форме мощностей, определить потокораспределение в сети без учета потерь мощности (с учетом генерации линий) и напряжение в узле 2. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 99. Составить систему контурных уравнений в форме токов, определить токораспределение в сети с учетом генерации линий и напряжение в узле 2. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 100. Составить систему контурных уравнений в форме токов, определить токораспределение в сети с учетом генерации линий и напряжение в узле 2. Определить потокораспределение в сети с учетом потерь мощности. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$;

$L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$;
 $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 101. Составить систему комплексных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 102. Составить систему комплексных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов в тригонометрической форме. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 103. Составить систему уравнений узловых напряжений в тригонометрической форме в форме баланса мощностей. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 104. Составить систему уравнений узловых напряжений в координатной форме в форме баланса мощностей. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

Задача 105. Найти матрицу коэффициентов распределения и определить параметры установившегося режима кольцевой сети. Расчет выполнить в токах. Линия выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 2$; $L_{A2} = 40$ км, $n = 1$.

Задача 106. Найти матрицу коэффициентов распределения и определить параметры установившегося режима сети. Расчет выполнить в мощностях. Линия выполнена проводом АС-240, напряжение в питающем узле $U_A = 115$ кВ, нагрузки узлов в максимальном режиме: $P_1 = 30$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$; $P_2 = 40$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$; $P_3 = 20$ МВт, $\cos \varphi = 0,8$. Длины линий: $L_{A1} = 40$ км, $n = 2$; $L_{12} = 40$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 2$; $L_{A2} = 40$ км, $n = 1$.

Задача 107. Найти матрицу коэффициентов распределения и определить параметры установившегося режима сети. Сеть выполнена проводом АС-400, напряжение в питающем узле $U_A = 225$ кВ, нагрузки в максимальном режиме: $P_1 = 40$ МВт, $P_2 = 80$ МВт, $P_3 = 50$ МВт, $P_4 = -200$ МВт, для всех узлов $\cos \varphi = 0,9$. Длины линий: $L_{A1} = 50$ км, $n = 1$; $L_{12} = 50$ км, $n = 1$; $L_{A2} = 50$ км, $n = 2$; $L_{13} = 20$ км, $n = 1$; $L_{41} = 30$ км, $n = 1$; $L_{23} = 30$ км, $n = 1$; $L_{42} = 80$ км, $n = 2$.

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, С. Н. Шелюг. Екатеринбург : УрФУ, 2012. 86 с.
3. Ананичева С. С. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 102 с.
4. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2014.
5. Ананичева С. С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2013. 108 с.

Оглавление

1. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	3
Общие положения	3
Типовые задачи.....	7
2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	12
Общие положения	12
Типовые задачи.....	16
3. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	33
Общие положения	33
Типовые задачи.....	34
4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ	50
Общие положения	50
Типовые задачи.....	51
5. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ	65
Методы расчета режимов сложноразомкнутых сетей.....	65
Типовые задачи.....	66
6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ.....	98
Общие положения	98
Типовые задачи.....	100
7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.....	113
Общие положения	113
Типовые задачи.....	114
ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ.....	152
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	175

