

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебухова Татьяна Александровна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского

федерального университета

Дата подписания: 12.09.2023 10:58:56

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических работ

по дисциплине «ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ»

для студентов направления подготовки /специальности

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль): «Передача и распределение электрической энергии в системах электроснабжения»

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

Типовые задачи

ЗАДАЧА № 1

Определить погонные параметры двухцепной ВЛ 110 кВ с проводами марки АС150/24, расположенными на П-образных деревянных опорах, с расстоянием между соседними фазами по горизонтали 4 м. Составить схему замещения такой линии и вычислить ее параметры, принимая длину линии равной 100 км.

РЕШЕНИЕ:

1. Определяем погонные параметры: активное сопротивление и диаметр провода марки АС150/24 по данным ГОСТ 839-74: $r_0 = 0,194 \text{ Ом/км}$, $d_{np} = 17,1 \text{ мм}$

2. Для определения погонных реактивных параметров находим среднегеометрическое расстояние между проводами, которое при горизонтальном расположении проводов составляет:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ac}}, \text{ мм};$$
$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} D_{мф} = \sqrt[3]{2} * 4000 = 5040 \text{ мм}$$

3. Определяем величину выражения:

$$\lg \frac{D_{cp}}{d_{np}/2} = \lg \frac{5040}{17,1/2} = 2,77 \text{ Ом/км}$$

4. Определяем погонные значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости:

$$x_0 = 0,144 * 2,77 + 0,0157 = 0,416 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{2,77} * 10^{-6} = 2,74 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

5. Определяем соотношение между активным и индуктивным сопротивлением:

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0,194}{0,416} = 0,467, \text{ т.е. } r_0 < x_0$$

6. Определяем погонное значение зарядной мощности

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 b_0 = 110^2 * 10^{-3} * 2,74 * 10^{-6} = 33,2 \text{ кВАр/км}$$

7. Определяем зарядную мощность всей линии:

$$Q_c = Q_{c0} l = 33,2 * 100 * 10^{-3} = 3,32 \text{ мВАр} \quad (\text{для одной цепи})$$

8. Для оценки относительной величины зарядной мощности определяем передаваемую по одной цепи мощность и относительную величину зарядной мощности (для $j=1 \text{ А/мм}^2$):

$$I = jF = 1 * 150 = 150 \text{ А}$$

$$S_{неп} = \sqrt{3} I U_{ном} = \sqrt{3} * 150 * 110 = 28,6 \text{ мВА}$$

$$Q_c = \frac{Q_c}{S_{неп}} * 100 \% = \frac{3,32}{28,6} * 100 \% = 11,6 \%$$

Следовательно, емкостная проводимость должна быть учтена в схеме замещения рассматриваемой линии.

9. Схема замещения (рис. 1.3., б) приближенная и ее параметры:

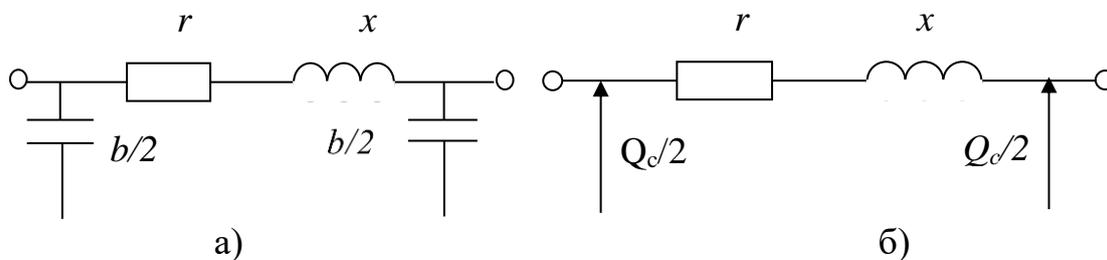


Рис. 1

$$x = \frac{x_0 l}{2} = \frac{0,416 * 100}{2} = 20,8 \text{ Ом} \quad r = \frac{r_0 l}{2} = \frac{0,194 * 100}{2} = 9,7 \text{ Ом}$$

$$b/2 = \frac{2b_0 l}{2} = \frac{2 * 2,74 * 10^{-6} * 100}{2} = 2,74 * 10^{-4} \text{ См}$$

$$Q_c/2 = \frac{2Q_{c0} l}{2} = \frac{2 * 33,2 * 100}{2} = 3,32 \text{ мВАр}$$

ЗАДАЧА № 2

На понижающей подстанции установлены два трансформатора типа ТДН 10000/110 со следующими каталожными данными: $U_{B \text{ ном}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{H \text{ ном}} = 11 \text{ кВ}$, $\Delta P_{\kappa} = 60 \text{ кВт}$, $u_{\kappa} = 10,5\%$, $\Delta P_x = 11 \text{ кВт}$, $I_{xx} = 0,9\%$.

Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов и вычислить потери мощности в них при нагрузке на шинах низшего напряжения $S_2 = 12 + j7,2 \text{ мВА}$, $\cos \varphi_2 = 0,85$.

РЕШЕНИЕ:

1. Составляем схему замещения двух параллельно включенных трансформаторов:

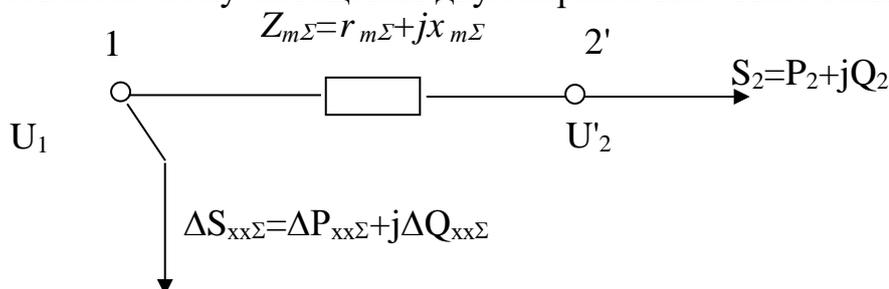


Рис. 2.

2. Определяем параметры схемы замещения одного трансформатора, приведенные к стороне высшего напряжения:

$$r_m = \Delta P_{\kappa} * \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}^2} = 60 * 10^3 * \frac{115^2}{10^2} = 7,95 \text{ Ом}$$

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100} * \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2}{10} = 139 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{m \text{ ном}} = \frac{0,9}{100} * 10 = 0,09 \text{ мВАр}$$

3. Определяем параметры составленной схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов ($n_m = 2$)

$$r_{m\Sigma} = \frac{r_m}{n_m} = \frac{7,95}{2} = 3,975 \text{ Ом}$$

$$x_{m\Sigma} = \frac{x_m}{n_m} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx\Sigma} = n_m (\Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx}) = 2(0,014 + j0,09) = 0,028 + j0,18$$

4. Определяем суммарные потери мощности по найденным параметрам схемы замещения и номинальному напряжению сети (поскольку U_2' неизвестно) :

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} r_{m\Sigma} + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{12^2 + 7,2^2}{110^2} * 3,975 + 0,028 = 0,0924 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} x_{m\Sigma} + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{12^2 + 7,2^2}{110^2} * 69,5 + 0,18 = 1,31 \text{ мВар}$$

5. Для сравнения определим суммарные потери мощности непосредственно по каталожным данным:

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{1}{n_m} \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_2}{S_{mном}} \right)^2 + n_m \Delta P_{xx} = \frac{1}{2} * 0,06 * \frac{12^2 + 7,2^2}{10^2} + 2 * 0,014 = 0,0868 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{1}{n_m} u_{\kappa} \frac{S_2^2}{100 S_{mном}} + n_m \frac{I_{xx}}{100} S_{mном} = \frac{1}{2} * \frac{10,5}{100} * \frac{12^2 + 7,2^2}{10^2} + 2 * \frac{0,9}{100} * 10 = 1,21 \text{ мВар}$$

Сравнение результатов расчетов пунктов 4 и 5 показывает, что они достаточно близки.

6. Оценим относительные значения потерь активной и реактивной мощности, определенные в п.4, приняв за базисную удвоенную номинальную мощность трансформатора:

$$\Delta P_{*m\Sigma} = \frac{\Delta P_{m\Sigma}}{n_m S_{mном}} * 100 \% = \frac{0,092}{2 * 10} * 100 = 0,461 \%$$

$$\Delta Q_{*m\Sigma} = \frac{\Delta Q_{m\Sigma}}{n_m S_{mном}} * 100 \% = \frac{1,31}{2 * 10} * 100 = 6,55 \%$$

Первый результат характеризует возможность отказа от учета активного сопротивления и ΔP_{xx} в схеме замещения трансформатора при приближенных расчетах в силу относительной малости потерь активной мощности. Относительно большая величина $\Delta Q_{*m\Sigma}$ свидетельствует о том, что трансформаторы являются источником значительных потерь реактивной мощности в электрической системе.

ЗАДАЧА № 3

На узловой подстанции районной электрической сети установлены два трехфазных трансформатора типа *ТДЦТН 63000/220* с соотношением мощностей обмоток $100\%/100\%/100\%$ и со следующими каталожными данными: $U_{Вном} = 230 \text{ кВ}$, $U_{Сном} = 38,5 \text{ кВ}$, $U_{Нном} = 11 \text{ кВ}$, $u_{\kappa В-С} = 12,5\%$, $u_{\kappa В-Н} = 24\%$, $u_{\kappa С-Н} = 10,5\%$, $\Delta P_{\kappa В-Н} = 320 \text{ кВт}$, $\Delta P_{xx} = 91 \text{ кВт}$, $I_{xx} = 1\%$. Нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения $S_2 = 40 + j30 \text{ МВА}$, $S_3 = 40 + j30 \text{ МВА}$.

Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов и вычислить суммарные потери мощности в них по каталожным данным.

РЕШЕНИЕ:

1. Составляем схему замещения двух параллельно включенных трансформаторов:

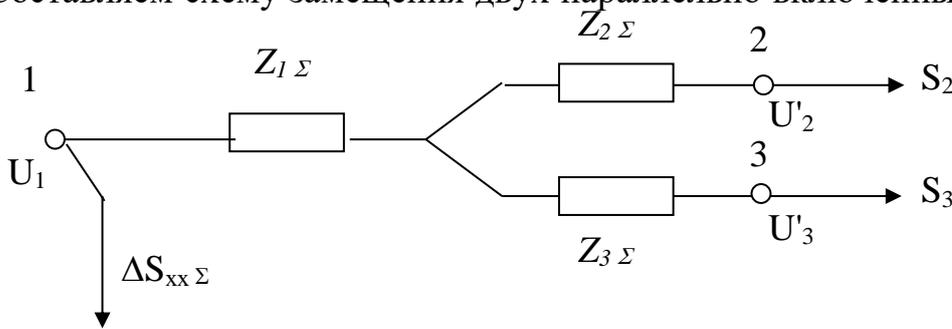


Рис. 3.2.

2. Определяем напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения:

$$u_{\kappa 1} = u_{\kappa B} = 0,5(u_{\kappa B-C} + u_{\kappa B-H} - u_{\kappa C-H}) = 0,5(12,5 + 24 - 10,5) = 13 \%$$

$$u_{\kappa 2} = u_{\kappa C} = 0,5(u_{\kappa B-C} + u_{\kappa C-H} - u_{\kappa B-H}) = 0,5(12,5 + 10,5 - 24) = 0 \%$$

$$u_{\kappa 3} = u_{\kappa H} = 0,5(u_{\kappa B-H} + u_{\kappa C-H} - u_{\kappa B-C}) = 0,5(24 + 0,5 - 12,5) = 11 \%$$

3. Определяем индуктивные сопротивления лучей схемы замещения, приведенные к стороне высшего напряжения:

$$x_{1\Sigma} = \frac{1}{n_m} \frac{u_{\kappa 1}}{100} \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{1}{2} \frac{13}{100} \frac{230^2}{63} = 54,5 \text{ Ом}$$

$$x_{2\Sigma} = 0$$

$$x_{3\Sigma} = \frac{1}{n_m} \frac{u_{\kappa 3}}{100} \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{1}{2} \frac{11}{100} \frac{230^2}{63} = 46,2 \text{ Ом}$$

4. Определяем активные сопротивления лучей схемы замещения, приведенные к стороне высшего напряжения. При задании одного значения ΔP_{κ} предполагается, что сопротивления обмоток обратно пропорциональны номинальным мощностям обмоток и при соотношении $100\%/100\%/100\%$:

$$\Delta P_{\kappa 1} = \Delta P_{\kappa 2} = \Delta P_{\kappa 3} = 0,5 \Delta P_{\kappa B-H} = 0,5 \times 320 = 160 \text{ кВт}$$

$$r_{1\Sigma} = r_{2\Sigma} = r_{3\Sigma} = \frac{1}{n_m} \frac{\Delta P_{\kappa B-H}}{2} \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{1}{2} * \frac{0,32}{2} * \frac{230^2}{63} = 1,065 \text{ Ом}$$

5. Определяем суммарные потери холостого хода:

$$\Delta S_{xx\Sigma} = n_m \left(\Delta P_{xx} + j \frac{I_{xx}}{100} S_{m \text{ ном}} \right) = 2 \left(0,091 + j \frac{1}{100} * 63 \right) = 0,182 + j1,26 \text{ мВА}$$

6. Определяем потери мощности по каталожным данным, пренебрегая учетом потерь мощности при определении мощности S_I , т.е. принимая:

$$S_1 = S_2 + S_3 = 2(40 + j30) = 100 \angle 31,9^\circ$$

$$\Delta P_{m2} = \frac{1}{n_m} \left(\Delta P_{\kappa 1} \frac{S_1^2}{S_{m \text{ ном}}^2} + \Delta P_{\kappa 2} \frac{S_2^2}{S_{m \text{ ном}}^2} + \Delta P_{\kappa 3} \frac{S_3^2}{S_{m \text{ ном}}^2} \right) + n_m \Delta P_{xx} =$$

$$= \frac{1}{2} \left(0,16 \frac{100^2}{63^2} + 0,16 \frac{50^2}{63^2} + 0,16 \frac{50^2}{63^2} \right) + 2 \times 0,091 = 0,485 \text{ мВт}$$

$$\Delta P_{*m\Sigma} = \frac{0,485}{2 \times 63} 100\% = 0,385\%$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{1}{n_m} \left(\frac{u_{K1}}{100} \frac{S_1^2}{S_{m \text{ ном}}} + \frac{u_{K2}}{100} \frac{S_2^2}{S_{m \text{ ном}}} + \frac{u_{K3}}{100} \frac{S_3^2}{S_{m \text{ ном}}} \right) + n_m \Delta Q_{xx} =$$

$$= \frac{1}{2} \left(\frac{13}{100} \frac{100^2}{63} + 0 + \frac{11}{100} \frac{50^2}{63} \right) + 2 \times 0,63 = 13,74 \text{ мВАр}$$

$$\Delta Q_{*m\Sigma} = \frac{\Delta Q_{m\Sigma}}{n_m S_{m \text{ ном}}} 100\% = \frac{13,74}{2 \times 63} 100\% = 10,9\%$$

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

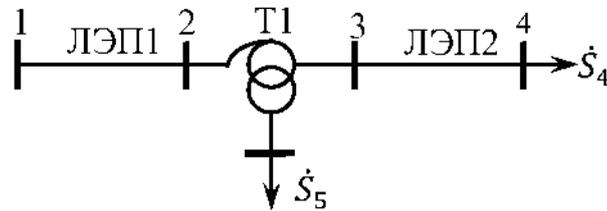


Рис.1.5. Исходная схема сети

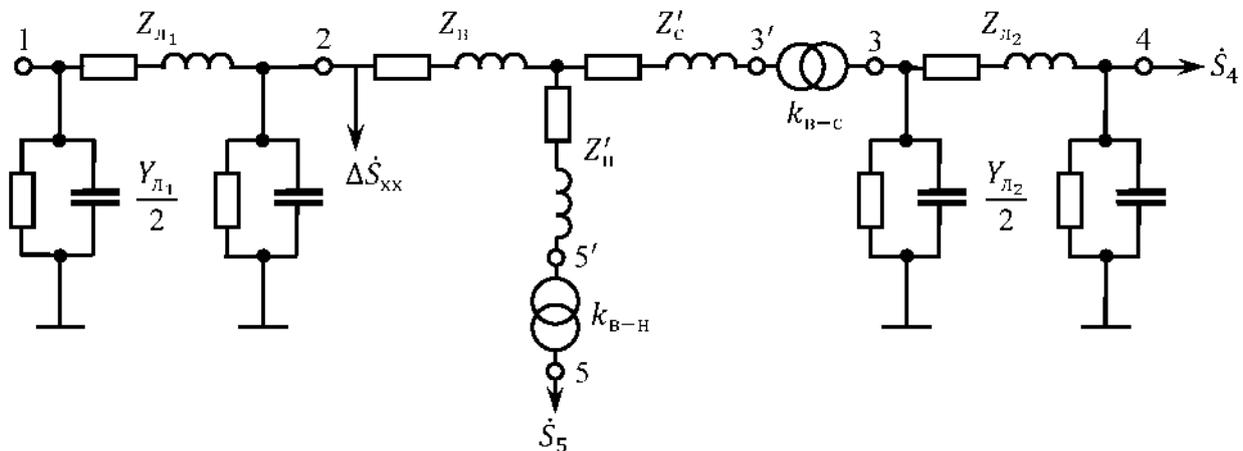


Рис. 1.6. Схема замещения сети

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

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

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

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

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

$$\text{Тогда: } R_{л1} = 0,048 \cdot 160 / 2 = 3,84 \text{ Ом; } X_{л1} = 0,328 \cdot 160 / 2 = 2,24 \text{ Ом;}$$

$$B_{л1} = 3,14 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 2 = 10,9 \cdot 10^{-4} \text{ См; } \Delta P_{\text{кор.ср}} = \frac{(3,4+2,5)}{2} = 2,95 \text{ кВт/км;}$$

$$G_0 = \frac{2,95 \cdot 10^3}{330^2 \cdot 10^6} = 2,7 \cdot 10^{-8} \text{ См/км; } G_{л1} = 2,7 \cdot 10^{-8} \cdot 160 \cdot 2 = 8,6 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$Z_{л1} = (3,84 + j26,24) \text{ Ом; } Y_{л1} = (0,86 + j10,9) \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

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

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

$$B_{л2} = 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 90 \cdot 4 = 9,5 \cdot 10^{-4} \text{ См; } \Delta P_{\text{кор.ср}} = \frac{(2,5+1,8)}{2} = 2,15 \text{ кВт/км;}$$

$$G_0 = \frac{2,15 \cdot 10^3}{220^2 \cdot 10^6} = 4,44 \cdot 10^{-8} \text{ См/км; } G_{л2} = 4,44 \cdot 10^{-8} \cdot 90 \cdot 4 = 0,16 \cdot 10^{-4} \text{ См;}$$

$$Z_{л2} = (2,21 + j9,65) \text{ Ом; } Y_{л2} = (0,16 + j9,5) \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

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

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

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

$$\text{Теперь: } \Delta \dot{S}_{\text{хх}} = n(\Delta P_{\text{ххт}} + j\Delta Q_{\text{ххт}}) = 3 \cdot (0,13 + j1,2) = (0,39 + j3,6) \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

$$R'_c = R_{\text{в}} = R_{\text{вн}} \frac{1}{n} = 0,4 \cdot \frac{1}{3} = 0,13 \text{ Ом; } R'_n = R'_{\text{нн}} \frac{1}{n} = 7,3 \cdot \frac{1}{3} = 2,43 \text{ Ом; } X_c = 0 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{в}} = X_{\text{вн}} \frac{1}{n} = 39,2 \cdot \frac{1}{3} = 13,06 \text{ Ом; } X'_n = X'_{\text{нн}} \frac{1}{n} = 278,4 \cdot \frac{1}{3} = 92,6 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{в}} = (0,13 + j13) \text{ Ом; } Z'_c = 0,13 \text{ Ом; } Z'_n = (2,43 + j92,6) \text{ Ом.}$$

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

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

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

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

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

Нагрузка через идеальный трансформатор переводится без потерь.

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

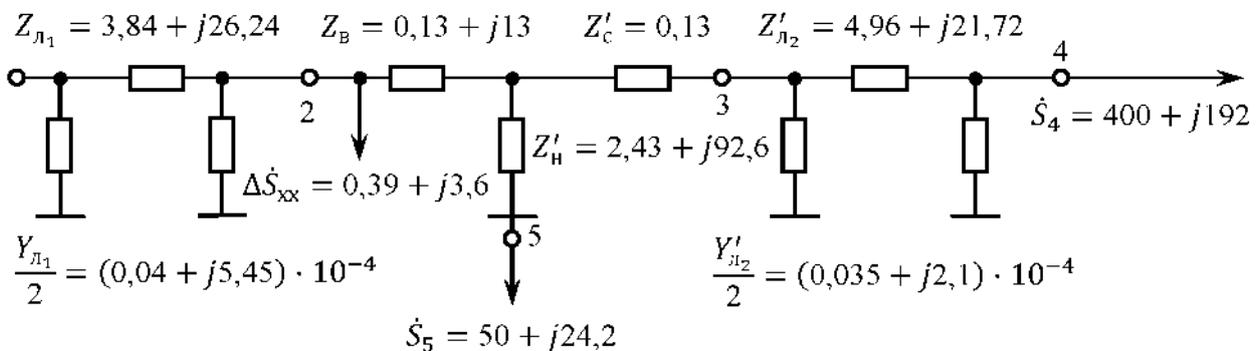


Рис. 1.7. Схема замещения сети, приведенная к напряжению 330 кВ

2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. Общие положения

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

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

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

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

Тогда постоянные потери активной энергии за год:

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

– для кабельных линий $\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{из}} \cdot 8760$;

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

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

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

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

Тогда величина переменных потерь активной энергии в продольном элементе определяется как

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

Потери мощности в продольном сопротивлении могут быть найдены по соотношению

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

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

Величина τ может быть определена различными способами.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Типовые задачи

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

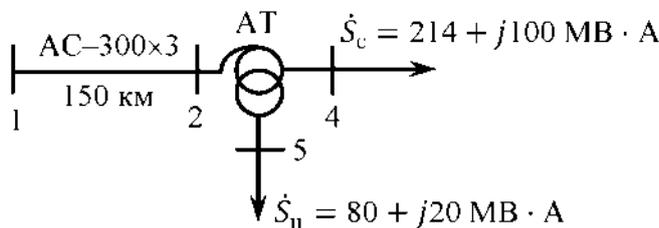


Рис. 2.1. Схема сети

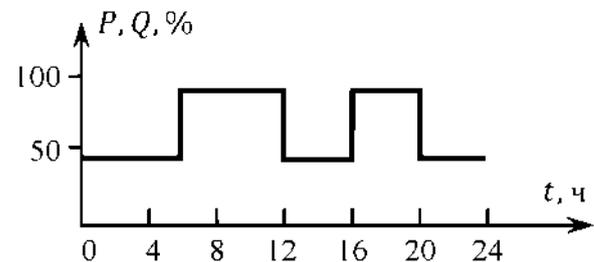


Рис. 2.2. График нагрузки

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

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

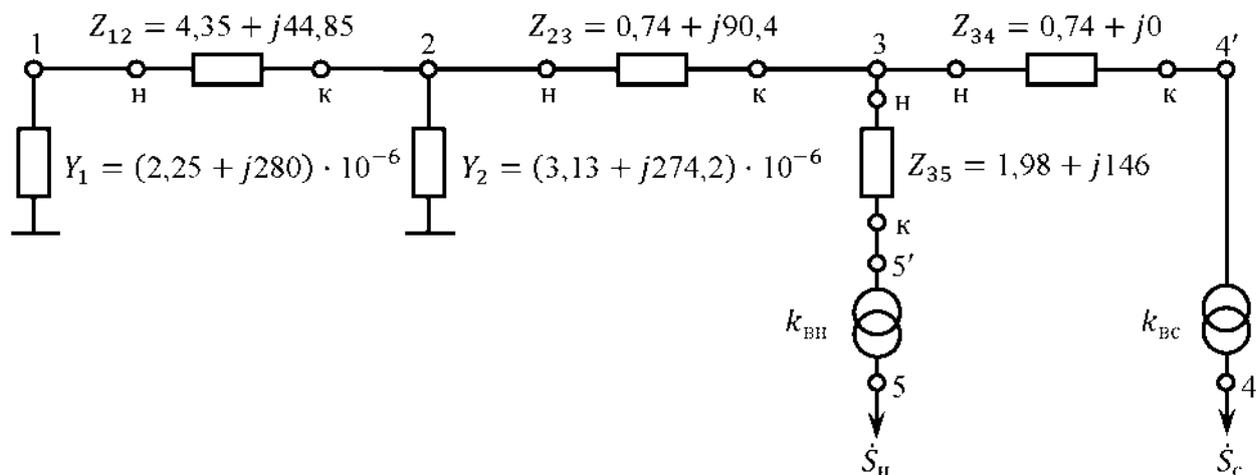


Рис. 2.3. Схема замещения сети

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Мощность, потребляемая из питающего данную сеть узла:

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

Суммарные потери мощности, МВ·А:

– в продольных элементах

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

– в поперечных элементах

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

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

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

Суммарные потери в минимальном режиме, МВ·А:

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

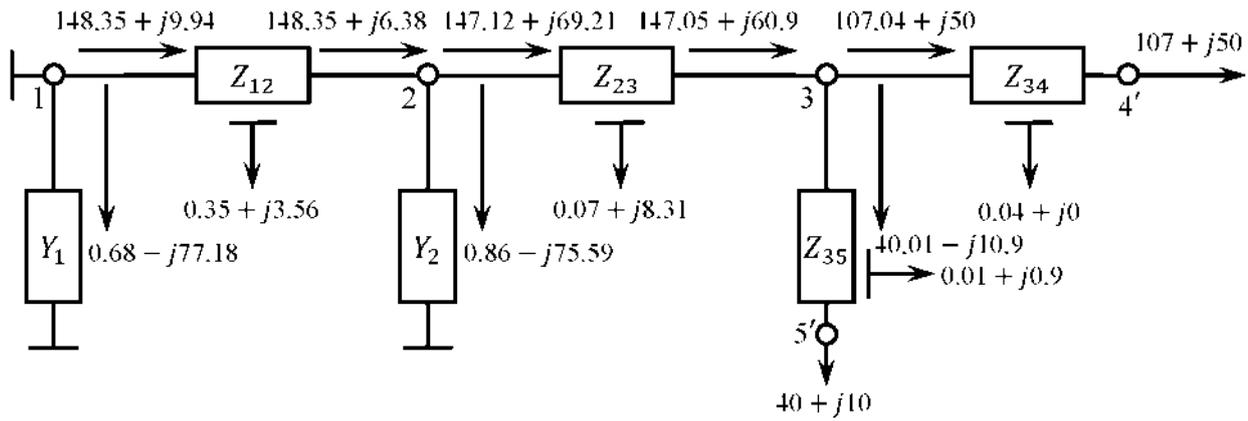


Рис. 2.4. Потери мощности в минимальном режиме

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

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

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

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

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

Следовательно, за год точное значение переменных потерь активной энергии равно

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

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

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

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

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

Тогда приближенное значение годовых потерь активной энергии

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

что весьма близко совпадает с результатом, полученным точно.

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

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

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

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

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

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

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

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

Годовой график по продолжительности

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

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

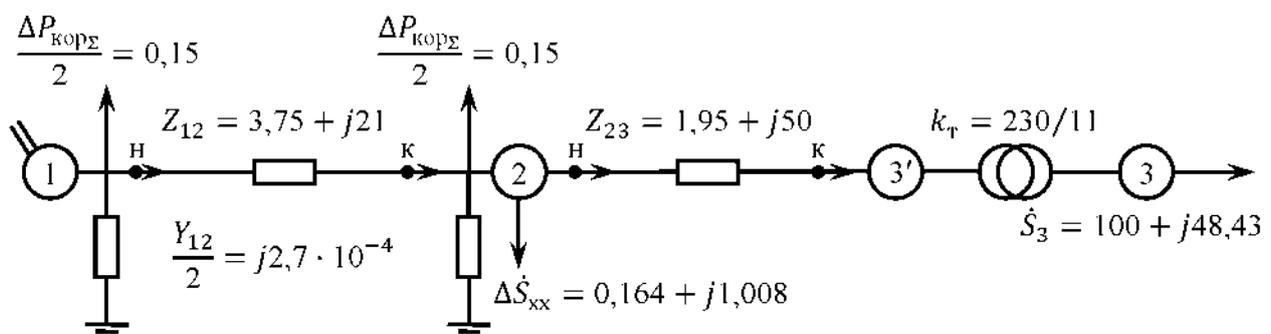


Рис. 2.5. Схема замещения сети

1. Линия (участок 1–2).

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

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

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

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

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

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

2. Трансформатор (участок 2–3).

Параметры трансформатора ТРДЦН–63000/220:

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

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

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

3. Нагрузка (узел 3).

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

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

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

Постоянные потери можно представить следующим образом:

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

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

Переменные потери электроэнергии определяются по соотношению

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

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

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

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

Поскольку ветвь 3'3 является идеальным трансформатором, то

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

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

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

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

$$\Delta \dot{S}_{ш2} = \frac{\hat{Y}_{12}}{2} U_2^2 = -j2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = -j13,068;$$

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

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

Итак, получены следующие суммарные потери:

– в продольных элементах

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

– в поперечных элементах

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

Годовые потери электроэнергии можно представить следующим образом:

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

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

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

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

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

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

КПД передачи по энергии η :

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

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

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

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

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

3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Общие положения

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

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

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

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

3.2. Типовые задачи

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

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

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

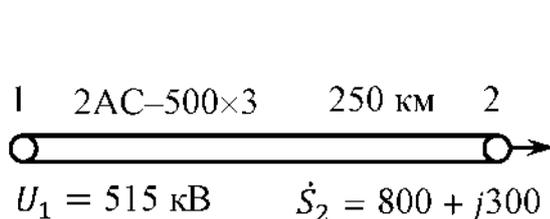


Рис. 3.1. Схема сети

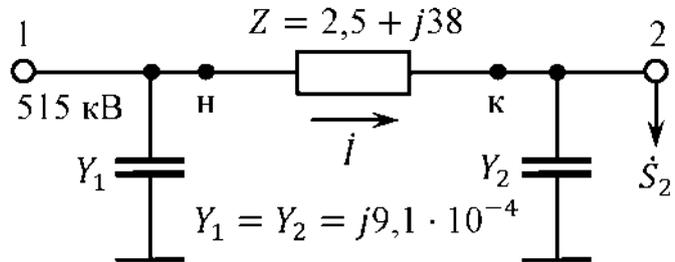


Рис. 3.2. Схема замещения сети

Определение потерь в шунте

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

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

Определение потерь мощности в продольном сопротивлении:

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

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

На этом прямой ход итерации закончен.

В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце ЛЭП:

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

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения:

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

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

Теперь напряжение в узле 2 в конце первой итерации

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

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

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

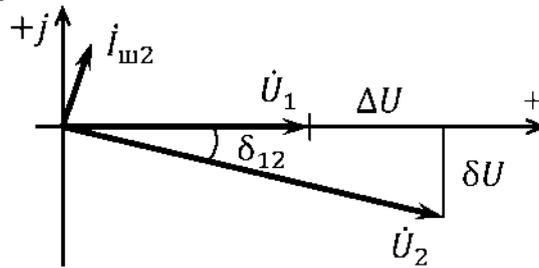


Рис. 3.3. Векторная диаграмма сети

Ток в шунте Y_2 определяется следующим образом:

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

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

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

Определение потерь в шунте

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

Поток мощности в конце линии равен

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

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

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

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

На этом прямой ход итерации закончен.

В соответствии с условным направлением тока напряжение в конце ЛЭП:

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

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения:

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

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

Напряжение в узле 2 в первой итерации расчета

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

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

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

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

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

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

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

$$= (16,2 + j58,7) \text{ кВ};$$

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

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

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

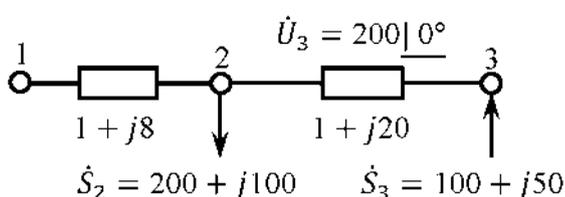


Рис. 3.4. Схема замещения сети

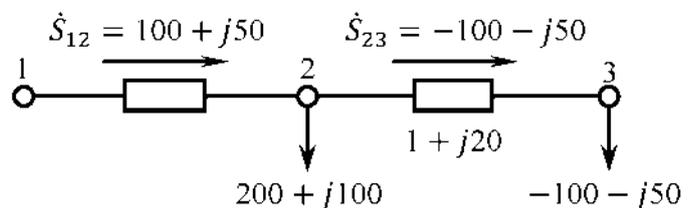


Рис. 3.5. Потокораспределение без потерь мощности

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

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

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

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

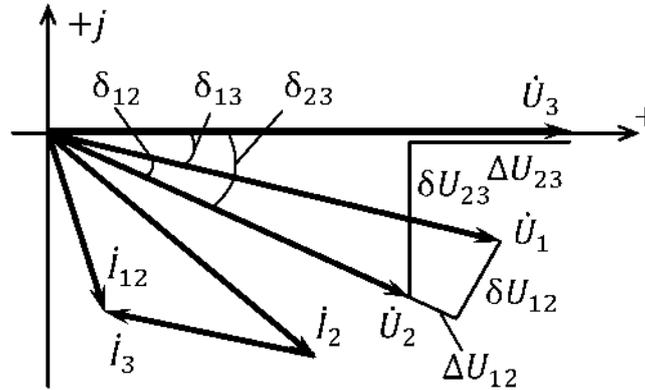


Рис. 3.6. Векторная диаграмма токов и напряжений

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

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

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

Ток нагрузки в узле 2:

$$\begin{aligned} i_2 &= \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{200 - j100}{\sqrt{3}(194,5 + j9,75)} = \frac{(200 - j100)(194,5 - j9,75)}{\sqrt{3} \cdot 194,7^2} = \\ &= (0,578 - j0,326) \text{ кА.} \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

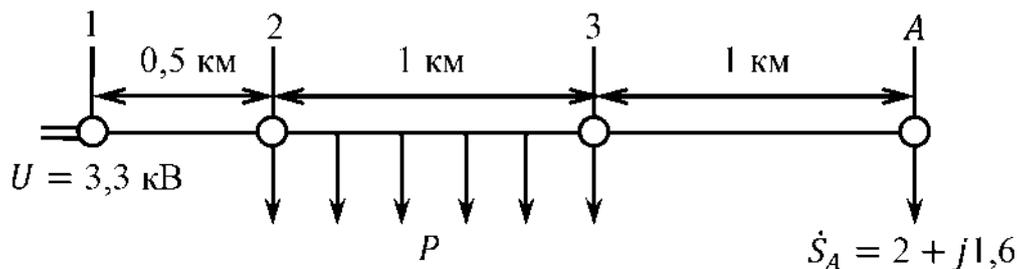


Рис. 3.7. Исходная схема

Определение параметров схемы замещения:

– участок 1–2: $R_{12} = 0,1 \cdot 0,5 = 0,05$ Ом; $X_{12} = 0,2 \cdot 0,5 = 0,1$ Ом;

– участок 3–A: $R_{3A} = 0,1 \cdot 1 = 0,1$ Ом; $X_{3A} = 0,2 \cdot 1 = 0,2$ Ом;

– участок 2–3, сопротивление линии с равномерно распределенной нагрузкой обычно принимается чисто активным, поэтому $R_{23} = 0,1 \cdot 1 = 0,1$ Ом.

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

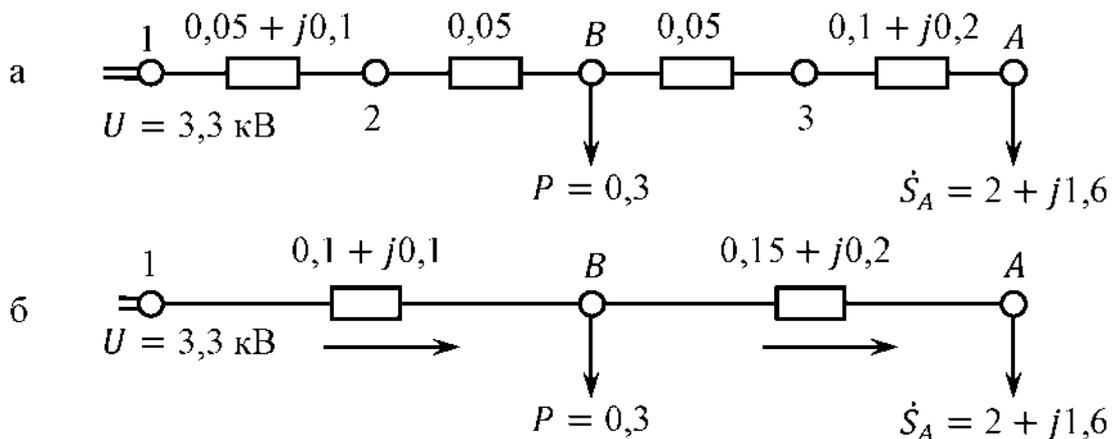


Рис. 3.8. Схема замещения сети:
а – исходная; б – эквивалентная

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

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

Напряжение узла B в соответствии с направлением мощности определяется как:

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{1B}; \quad \Delta \dot{U}_{1B} = \Delta U_{1B} + j\delta U_{1B}; \\ \Delta U_{12} &= \frac{PR + QX}{U} = \frac{2,3 \cdot 0,1 + 1,6 \cdot 0,1}{3,3} = 0,118 \text{ кВ}; \\ \delta U_{1B} &= \frac{PX - QR}{U} = \frac{2,3 \cdot 0,1 - 1,6 \cdot 0,1}{3,3} = 0,021 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

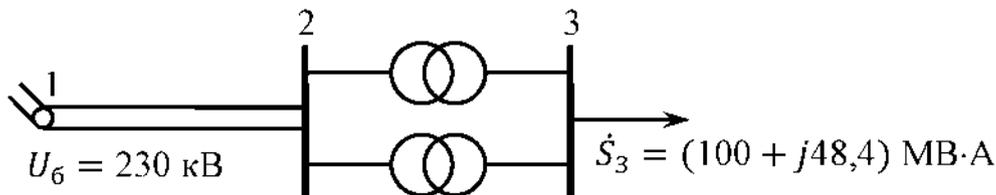


Рис. 3.9. Исходная схема сети

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

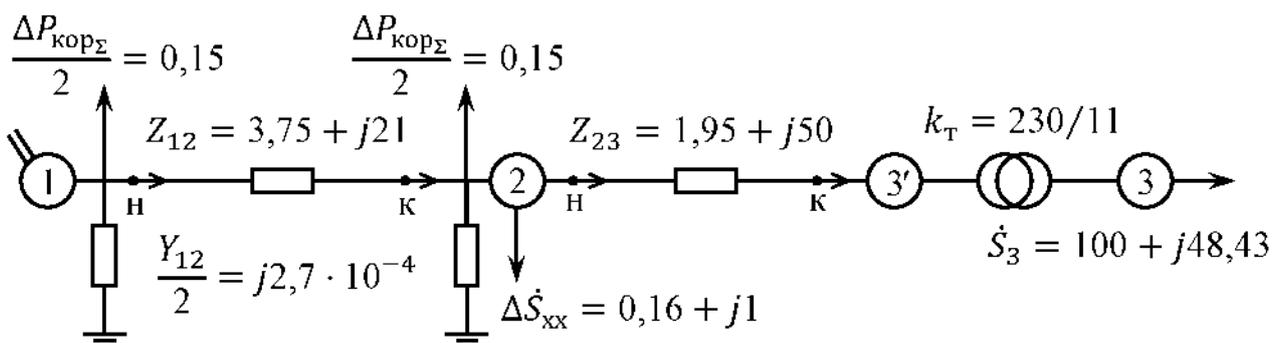


Рис. 3.10. Схема замещения сети

1. Линия электропередачи (участок 1-2).

Для сечения АС-400:

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

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

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

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

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

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

2. Трансформатор (участок 2-3).

Параметры трансформатора ТРДЦН-63000/220:

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

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

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

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

Прямой ход первой итерации

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

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

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

Потери мощности на участке 2-3:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обратный ход первой итерации

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

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

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

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

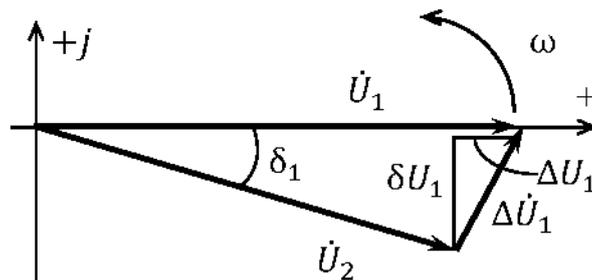


Рис. 3.11. Векторная диаграмма напряжений участка 1–2

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

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

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

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

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

Модуль вектора $\dot{U}_2^{(1)}$:

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

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

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

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

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

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

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

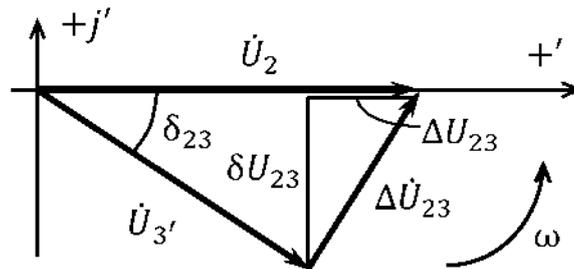


Рис. 3.12. Векторная диаграмма напряжений участка 2–3

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

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

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

Модуль вектора $\dot{U}_{3'}^{(1)}$

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

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

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

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

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

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

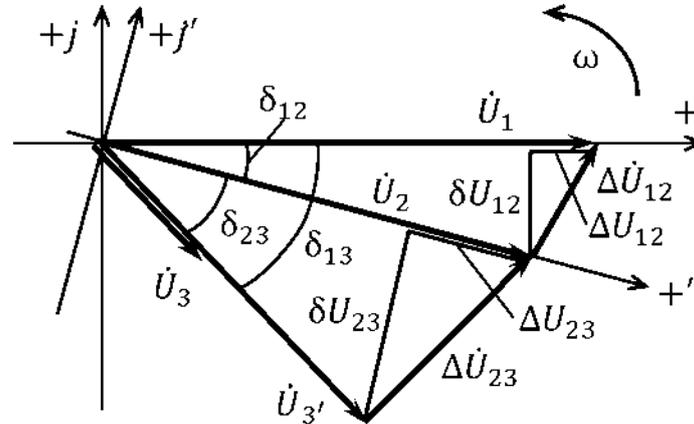


Рис. 3.13. Векторная диаграмма напряжений сети

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

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

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

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

4.1. Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

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

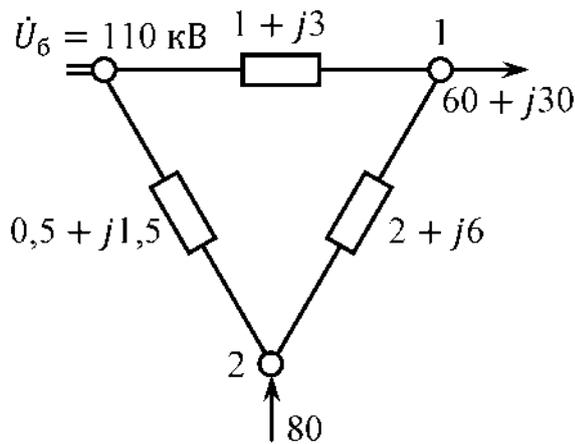


Рис. 4.1. Исходная схема

4.2. Типовые задачи

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

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

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

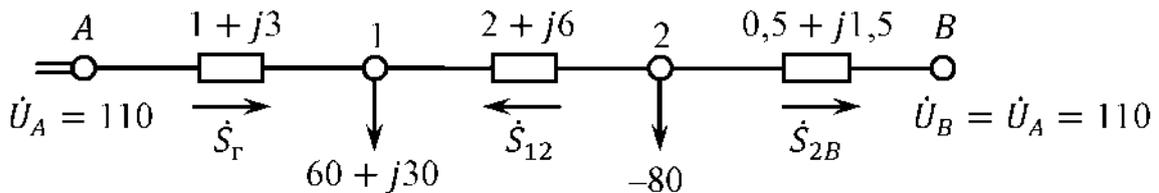


Рис. 4.2. Расчет кольца

Тогда:

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

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

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

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

Расчет напряжений в узлах:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

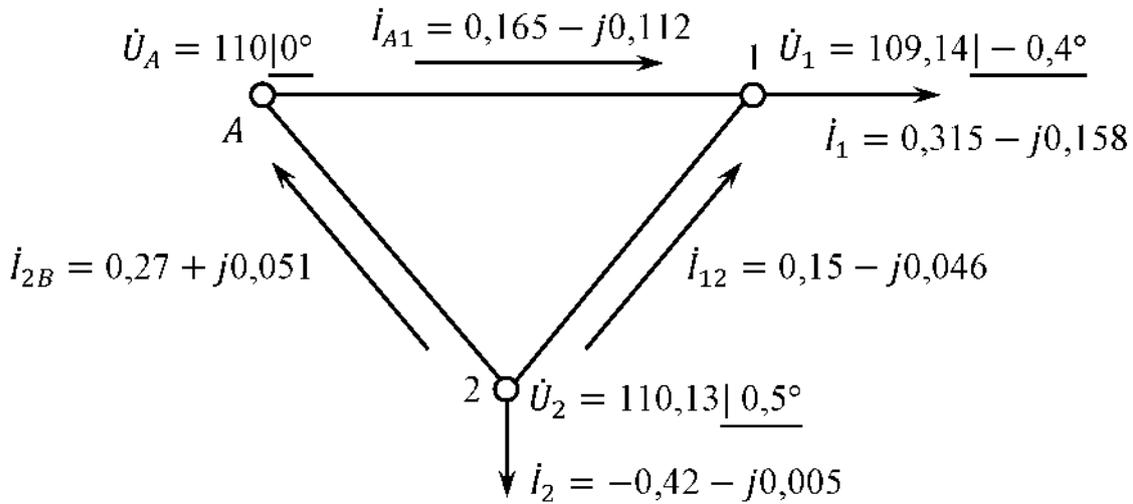


Рис. 4.3. Результат расчета установившегося режима

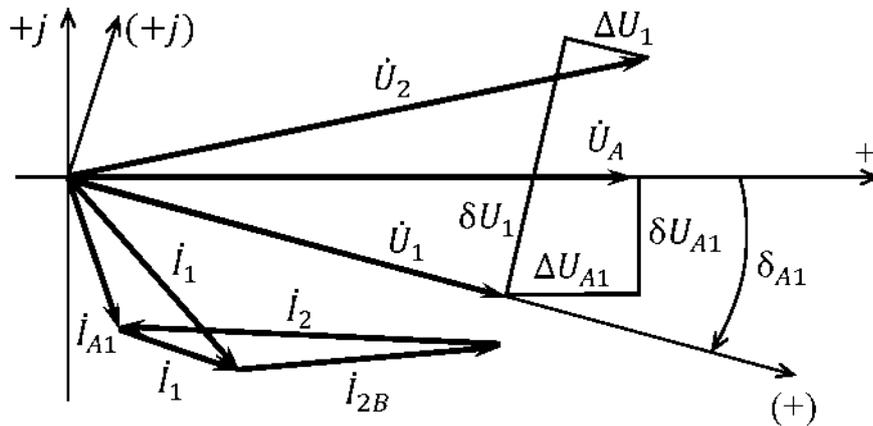


Рис. 4.4. Векторная диаграмма сети

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

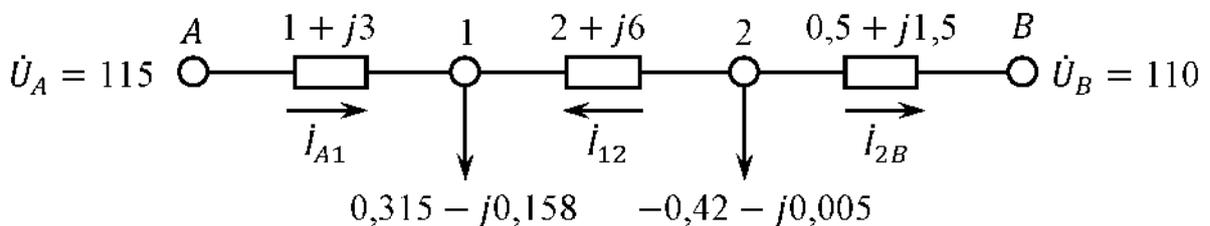


Рис. 4.5. Схема замещения сети

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

Ток I_Γ определяется по правилу электрических моментов для однородной сети, так как на всех участках отношение R/X одинаково,

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

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

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

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

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

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

Теперь:

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

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

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

ЗАДАЧА № 3

Определить параметры режима, потери активной мощности в процентах от передаваемой мощности и КПД двухцепной линии 220 кВ, протяженностью 200 км, с проводами АС300/39. Погонные параметры такой линии равны $r_0=0,098 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,424 \text{ Ом/км}$, активной проводимостью линий пренебречь $b_0=2,68 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$. Мощность и напряжение в конце линии соответственно равны $S_2=240+j116 \text{ мВА}$, $\cos\phi_2=0,9$, $U_2=218 \text{ кВ}$.

РЕШЕНИЕ:

1. Составляем схему замещения линии и обозначим потоки мощности и напряжения в узлах:

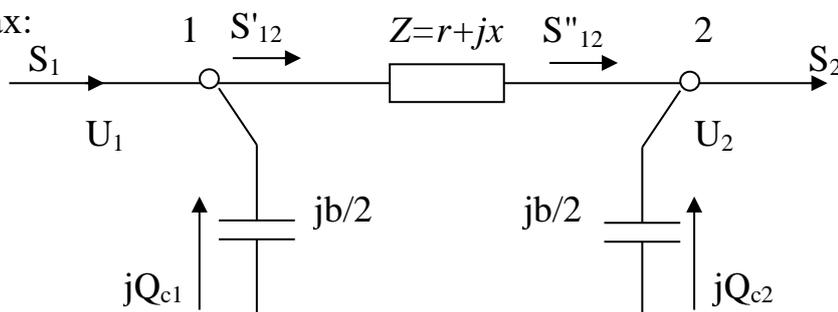


Рис. 2.1

2. Вычисляем параметры схемы замещения:

$$r = \frac{1}{n_y} r_0 l = \frac{1}{2} * 0.098 * 200 = 9.8 \text{ Ом}$$

$$x = \frac{1}{n_y} x_0 l = \frac{1}{2} * 0.424 * 200 = 42.4 \text{ Ом}$$

$$b/2 = n_y b_0 \frac{l}{2} = 2 * 2.68 * 10^{-6} * \frac{200}{2} = 5.36 * 10^{-4} \text{ 1/Ом}$$

3. Рассчитываем распределение мощностей в схеме замещения (до точки 1):

$$Q_{c2} = U_2^2 \frac{b}{2} = 218^2 * 5.36 * 10^{-4} = 25.5 \text{ мВАр}$$

$$S_{12}'' = S_2 - jQ_{c2} = 240 + j116 - j25.5 = 240 + j90.5 \text{ мВА}$$

$$\Delta P = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} r = \frac{240^2 + 90.5^2}{218^2} 9.8 = 13.6 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} x = \frac{240^2 + 90.5^2}{218^2} 42.4 = 59 \text{ мВАр}$$

$$S_{12}' = S_{12}'' + \Delta S = 240 + j90.5 + 13.6 + j59 = 253.6 + j149.2 \text{ мВА}$$

4. Вычисляем значения продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}'' r + Q_{12}'' x}{U} = \frac{240 * 9.8 + 90.2 * 42.4}{218} = 28.4 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}'' x - Q_{12}'' r}{U} = \frac{240 * 42.4 - 90.2 * 9.8}{218} = 42.6 \text{ кВ}$$

5. Находим модуль и аргумент вектора напряжения в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2} = \sqrt{(218 + 28.3)^2 + 42.7^2} = 250 \text{ кВ}$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U}{U_2 + \Delta U_{12}} = \arctg \frac{42.7}{218 + 28.3} = 9^\circ 50'$$

6. Находим потери напряжения и сравниваем их с продольной составляющей падения напряжения:

$$U = U_1 - U_2 = 250 - 218 = 32 \text{ кВ}$$

7. Продолжаем расчет мощностей в схеме замещения:

$$Q_{c1} = U_1^2 \frac{b}{2} = 250^2 * 5.36 * 10^{-4} = 33.5 \text{ мВАр}$$

$$S_1 = S_{12}' - jQ_{c1} = 253.6 + j149.5 - j33.5 = 253.6 + j116 \text{ мВА}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{116}{253.6} = 0.458, \varphi_1 = 24^\circ 36', \cos \varphi_1 = 0.909$$

8. Определяем процент потерь по отношению к переданной мощности и КПД электропередачи:

$$\Delta p = \frac{\Delta P}{P_2} 100 \% = \frac{13.6}{240} 100 = 5.67 \%$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 \% = \frac{240}{253.6} 100 = 95 \%$$

9. Анализируем полученные результаты:

а) поперечная составляющая падения напряжения значительна, и пренебрегать ею при расчете напряжения U_1 нельзя, следовательно, в сетях 220 кВ и выше узлы

должны характеризоваться комплексным значением напряжения;

б) потери реактивной мощности значительны, однако реактивная мощность в начале линии такая же как в конце ($Q_1=Q_2$), что обусловлено равенством генерации реактивной мощности и потерь:

$$Q_c = Q_{c1} + Q_{c2} = 33.5 + 25.5 = 59 \text{ мВАр}$$

ЗАДАЧА № 4

От шин 110 кВ узловой подстанции *A* энергосистемы Центральной Сибири по кольцевой сети осуществляется электроснабжение трех понизительных подстанций, расчетные нагрузки которых равны:

$$S_1 = 25 + j15 = 29.2 \angle 31^\circ \text{ мВА} ; S_2 = 30 + j20 = 36.1 \angle 33^\circ 40' \text{ мВА}$$

$$S_3 = 40 + j16 = 43 \angle 21^\circ 50' \text{ мВА}$$

Параметры участков кольцевой сети:

Линия	Марка провода	$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$l_0, \text{км}$	$r_1, \text{Ом}$	$x_1, \text{Ом}$
A-1	АС 240	0,122	0,401	20	2,44	8,02
1-2	АС 185	0,159	0,409	20	3,18	8,18
2-3	АС 95	0,314	0,429	30	9,42	12,87
3-A	АС 240	0,122	0,401	50	6,10	20,05

Выполнить расчет нормального режима работы сети при напряжении на шинах подстанции *A* 121 кВ. Предварительный расчет потокораспределения в кольце выполнить двумя способами (по длинам и по сопротивлениям участков). Определить суммарную мощность, поступающую в кольцевую сеть с шин подстанции *A* и наибольшую потерю напряжения в процентах от напряжения на шинах подстанции *A*.

РЕШЕНИЕ:

1. Составляем схему замещения сети, разрезая кольцо в точке *A*.

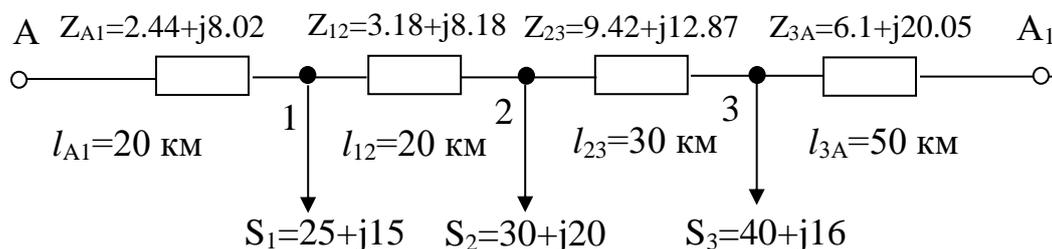


Рис. 1

2. Определяем приближенное значение потокораспределения в кольце с целью выявления точки потокораздела:

- а) по длинам линии (при допущении об однородности сети)

$$S_{A1} = \frac{S_1(l_{12} + l_{23} + l_{3A}) + S_2(l_{23} + l_{3A}) + S_3 l_{3A}}{l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{3A}} =$$

$$= \frac{(25 + j15)(20 + 30 + 50) + (30 + j20)(30 + 50) + (40 + j16)50}{20 + 20 + 30 + 50} = 57.5 + j32.5 \text{ мВА}$$

$$S_{A3} = \frac{S_3(l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + S_2(l_{12} + l_{A1}) + S_1 l_{A1}}{l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{3A}} =$$

$$= \frac{(40 + j16)(30 + 20 + 20) + (30 + j20)(20 + 20) + (25 + j15)20}{20 + 20 + 30 + 50} = 37.5 + j18.5 \text{ мВА}$$

Осуществляем проверку по условию : $S_{A1} + S_{A3} = S_1 + S_2 + S_3$

$$S_{A1} + S_{A3} = 57.5 + j32.5 + 37.5 + j18.5 = 95 + j51 \text{ мВА}$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = 25 + j15 + 30 + j20 + 40 + j16 = 95 + j51 \text{ мВА}$$

Потоки мощности на участках 1-2 и 2-3:

$$S_{12} = S_{A1} - S_1 = 57.5 + j32.5 - (25 + j15) = 32.5 + j17.5 \text{ мВА}$$

$$S_{23} = S_{12} - S_2 = 32.5 + j17.5 - (30 + j20) = 2.5 - j2.5 \text{ мВА}$$

Знак " - " перед " $-j2.5$ " показывает, что поток реактивной мощности на этом участке направлен от точки "3" к точке "2", т.е. точка "2" является точкой потокоораздела реактивной мощности, в то время как точка "3" является точкой потокоораздела активной мощности. Наносим эти потоки на схему замещения.

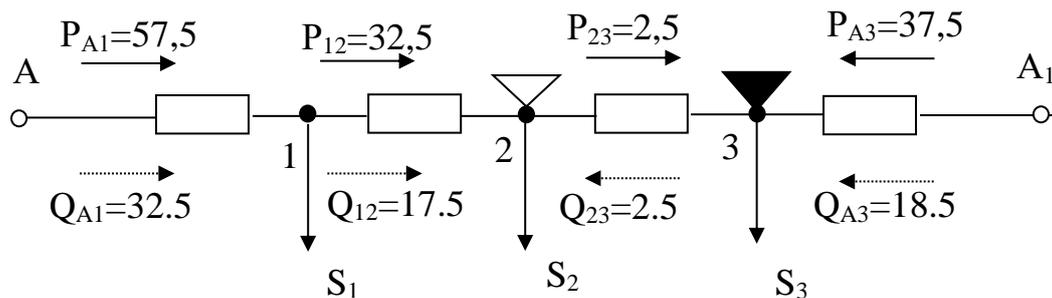


Рис. 2

Заканчиваем расчет приближенного потокораспределения.

$$S_{12} = S_{A1} - S_1 = 57 + j32 - (25 + j15) = 32 + j17 \text{ мВА}$$

$$S_{23} = S_{12} - S_2 = 32 + j17 - (30 + j20) = 2 - j3 \text{ мВА}$$

$$S_{3A} = S_{23} - S_3 = 2 - j3 - (40 + j16) = -(38 + j19) \text{ мВА}$$

$$S_{A3} = 38 + j19 \text{ мВА}$$

3. Вычисляем первый этап расчета режима – определение потокораспределения с учетом потерь мощности. Поскольку точки потокоораздела активной и реактивной мощности не совпадают, для перехода к двум радиальным расчетным схемам предварительно вычисляем потери мощности на участке между точками потокоораздела, т.е. на участке 2-3

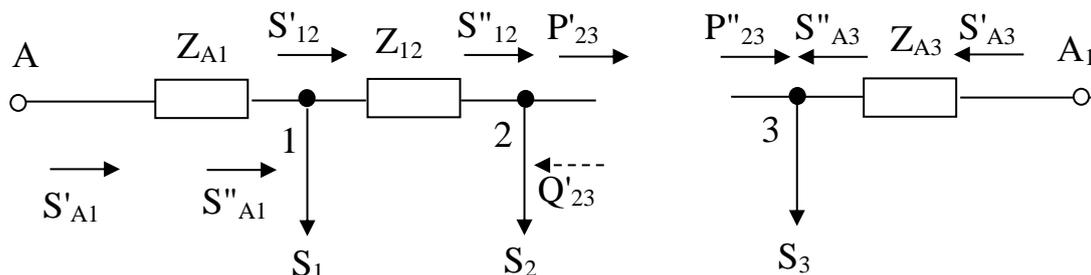
$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} r_{23} = \frac{2^2 + 3^2}{110^2} \times 9.42 = 0.01 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} x_{23} = \frac{2^2 + 3^2}{110^2} \times 12.87 = 0.014 \text{ мВАр}$$

Потери на участке 2-3 настолько малы, что для определения потоков мощности на остальных участках ими можно пренебречь, т.е. принять:

$$P'_{23}=P''_{23}=P_{23} \text{ и } Q'_{23}=Q''_{23}=Q_{23}$$

При этом кольцевая схема разбивается на две радиальные:



Мощность в конце и в начале участка 1-2:

$$S''_{12} = S_{12} = 32 + j17 \text{ мВА}$$

$$\Delta P_{12} = \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} r_{12} = \frac{32^2 + 17^2}{110^2} \times 3.18 = 0.345 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \Delta P_{12} \frac{x_{12}}{r_{12}} = 0.345 \times \frac{8.18}{3.18} = 0.89 \text{ мВАр}$$

$$S'_{12} = S''_{12} + \Delta S_{12} = 32 + j17 + 0.345 + j0.89 = 32.34 + j17.89 \text{ мВА}$$

Мощности в начале и конце участка А-1:

$$S''_{A1} = S'_{12} + S_1 = 32.34 + j17.89 + 25 + j15 = 57.34 + j32.89 \text{ мВА}$$

$$\Delta P_{A1} = \frac{(P''_{A1})^2 + (Q''_{A1})^2}{U_{ном}^2} r_{A1} = \frac{57.34^2 + 32.89^2}{110^2} \times 2.44 = 0.88 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{A1} = \Delta P_{A1} \frac{x_{A1}}{r_{A1}} = 0.88 \frac{8.02}{2.44} = 2.87 \text{ мВАр};$$

$$S'_{A1} = S''_{A1} + \Delta S_{A1} = 57.34 + j32.89 + 0.88 + j2.87 = 58.22 + j35.76 \text{ мВА}$$

Мощности в начале и конце участка А-3:

$$S''_{A3} = S_{A3} = 38 + j19 \text{ мВА};$$

$$\Delta P_{A3} = \frac{(P''_{A3})^2 + (Q''_{A3})^2}{U_{ном}^2} r_{A3} = \frac{38^2 + 19^2}{110^2} \times 6.1 = 0.9 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{A3} = \Delta P_{A3} \frac{x_{A3}}{r_{A3}} = 0.9 \frac{20.05}{6.1} = 3 \text{ мВАр}$$

$$S'_{A3} = S''_{A3} + \Delta S_{A3} = 38 + j19 + 0.9 + j3 = 38.9 + j22 \text{ мВА}$$

Мощность, поступающая в сеть с шин подстанции А в нормальном режиме:

$$S_{A(норм)} = S'_{A1} + S'_{A3} = 58.22 + j35.76 + 38.9 + j22 = 97.1 + j57.8 \text{ мВА}$$

4. Вычисляем второй этап расчета режима – определяем напряжения в узловых точках по заданному напряжению на шинах подстанции ($U_A=121 \text{ кВ}$). расчет ведем без учета поперечной составляющей падений напряжения. Потери напряжения на участке А-1 и напряжение в точке 1:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}r_{A1} + Q_{A1}x_{A1}}{U_A} = \frac{58.22 \times 2.44 + 35.76 \times 8.02}{121} = 3.5 \text{ кВ}$$

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = 121 - 3.5 = 117.5 \text{ кВ}$$

Определяем потери напряжения на участке 1-2 и напряжение в точке 2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}r_{12} + Q_{12}x_{12}}{U_1} = \frac{32.34 \times 3.18 + 17.89 \times 8.18}{117.5} = 2.1 \text{ кВ}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{21} = 117.5 - 2.1 = 115.4 \text{ кВ}$$

Потери напряжения на участке А-3 и напряжение в точке 3:

$$\Delta U_{A3} = \frac{P'_{A3}r_{A3} + Q'_{A3}x_{A3}}{U_A} = \frac{38.9 \times 6.1 + 2.2 \times 20.05}{121} = 5.6 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A3} = 121 - 5.6 = 115.4 \text{ кВ} = U_2$$

Наибольшие потери напряжения в кольцевой сети в нормальном режиме имеют место от шин источника питания до точки потокораздела. В рассматриваемом случае напряжение в точках потокораздела активной (3) и реактивной (2) мощностей оказались равными ($U_2=U_3$). Следовательно, наибольшую потерю напряжения в процентах определяем для любой из этих точек:

$$\Delta U_{*нб(норм)} = \frac{U_A - U_3}{U_A} 100\% = \frac{\Delta U_{A3}}{U_A} 100\% = 4.63\%$$

Таблица 14

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Пределы ре- гулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		u_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , кВАр
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5% -8×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2×2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78%	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,5%	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечание: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН.

1. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВА с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог)

2. Условное обозначение типов трансформаторов: Автотрансформатор (А) / трансформатор; число фаз: Т – трехфазный, О - однофазный; с расщепленной обмоткой - Р; охлаждение: естественное воздушное (С), естественное масляное (М), масляное с дутьем и с естественной циркуляцией масла (Д), масляное с дутьем и с принудительной циркуляцией масла (ДП), масляно-водяное с естественной циркуляцией масла (МВ), масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла (Ц); трехобмоточный (Т) / двухобмоточный; вид переключения ответвлений: выполнение одной из обмоток с устройством регулирования под напряжением (РПН) (Н или АН); особенность исполнения: грозоупорное (Г), защищенное (З), усовершенствованное (У); для электрификации железных дорог (Ж или Э); для собственных нужд электростанций (С); номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки ВН, кВ

Таблица 15

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Каталожные данные								
		$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			u_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6	140	42	0,9
ТДТН-40000/110	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6	200	43	0,6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6	200	63	0,8
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)	390	82	0,6

Продолжение таблицы 15

Тип	Расчетные данные						
	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_X , кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	5	5	5	142,2	0	82,7	110

ТДТН-16000/110	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	215
ТДТН-40000/110	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110	0,4	0,4	0,4	18,5(21,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

Примечание: Все трансформаторы имеют РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТНДТЖ-40000 с $\pm 8 \times 1,5\%$ на ВН.

2. Составление схемы замещения и определение её параметров

Схема замещения (рис. 5) повторяет конфигурацию заданной электрической сети (рис. 4) и состоит из схем замещения её элементов.

Формулы и методика расчёта параметров схемы замещения трансформаторов и ЛЭП изложены в методических указаниях к выполнению индивидуального задания №1.

Для электрических сетей номинального напряжения 110 кВ и выше необходимо учитывать в схемах замещения зарядную мощность ЛЭП

$$Q_{cij} = b_{0ij} \cdot L_{ij} \cdot n_{ij} \cdot U_{\text{НОМ}}^2,$$

где i и j обозначают номера узлов, к которым подключена данная ЛЭП; b_{0ij} — погонная ёмкостная проводимость, См/км; L_{ij} — длина ЛЭП, км; n_{ij} — количество цепей ЛЭП; $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение линии.

Точный электрический расчёт режима

Вначале производят приближённый расчёт потоков мощности без учёта потерь мощности, выявляют точки потокораздела активной и реактивной мощностей. Затем делают уточнённый расчёт потоков мощности с учётом потерь, а также расчёт фактических напряжений во всех узлах электрической сети, в том числе на шинах электроприёмников.

С целью упрощения расчётов сети вводится понятие расчётной нагрузки узла схемы замещения. Расчётная нагрузка подстанции представляет собой суммарную мощность, потребляемую данной подстанцией, следовательно, включает в себя мощность нагрузки потребителей, потери мощности в трансформаторах и примыкающие зарядные мощности ЛЭП.

Например, для узла 1 (рис. 5)

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{X1} + \Delta \underline{S}_{T1} - j \frac{Q_{c01}}{2} - j \frac{Q_{c12}}{2}.$$

Тогда схема замещения сети значительно упростится (рис. 6).

По правилу «моментов» определяют потокораспределение на «головных» участках 01 и 03. Теперь подставляют уже значения полных комплексных сопротивлений Z_{ij} , а не длины ЛЭП. Вместо значений нагрузок S_1, S_2, S_3 подставляют значения расчётных нагрузок узлов S_{p1}, S_{p2}, S_{p3} .

Для расчёта потоков мощности по ЛЭП 13 и ЛЭП 23 на схеме замещения предварительно произвольным образом проставляются предполагаемые положительные направления этих потоков мощности. Фактические направления потоков мощности в линиях сети и их значение определяются по уравнениям первого закона Кирхгофа.

Определяется точка потокораздела активной (обозначается заштрихованным треугольником) и реактивной (обозначается незаштрихованным треугольником) мощностей (рис. 6). На рис. 6 точки потокораздела активной и реактивной мощностей совпадают и находятся в узле 2.

В точке потокораздела кольцевую сеть можно условно разрезать. При этом образуется две разомкнутые схемы, образуемые линиями 01-12' и линиями 03-32" (рис.7).

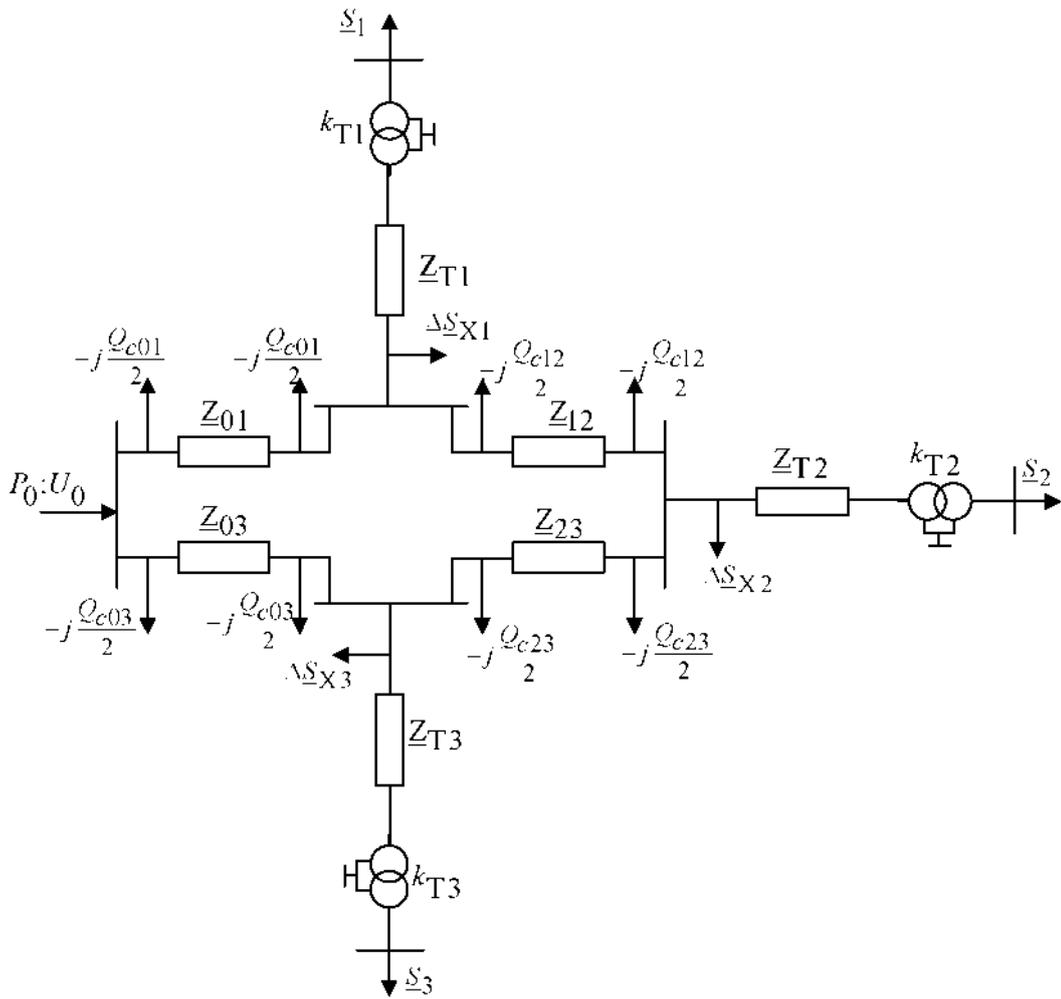


Рис. 5. Схема замещения электрической сети

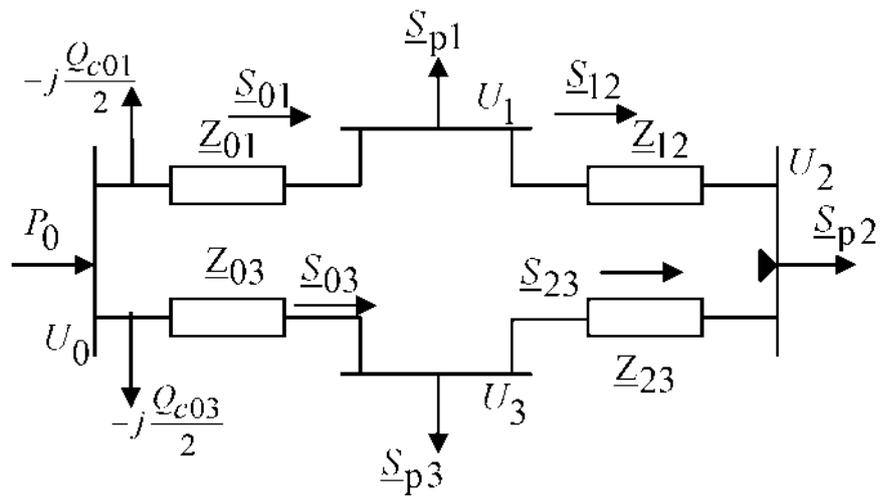


Рис. 6. Расчётная схема

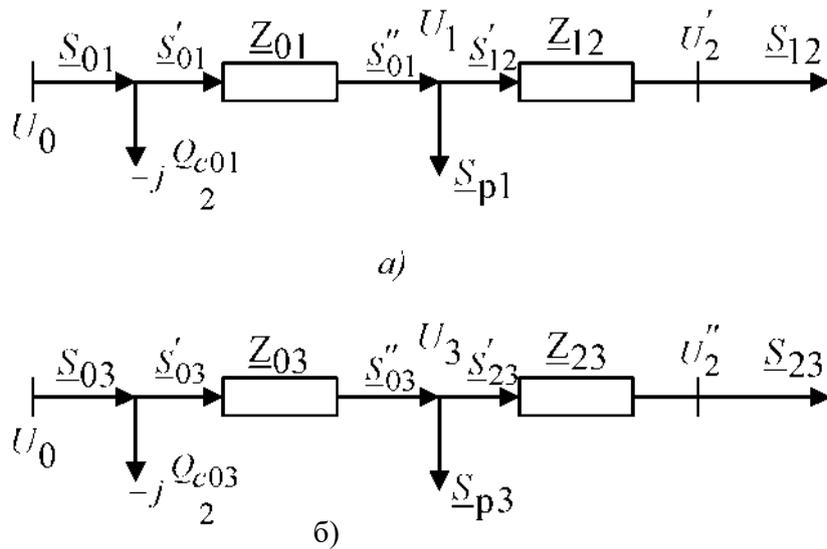


Рис. 7. Разомкнутые схемы: а) сеть 01-12'; б) сеть 03-32''

Если точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадают и находятся в разных узлах, замкнутую сеть можно «разрезать» в любой из точек потокораздела. В этом случае необходимо при расчёте режимов обратить внимание на направление потоков мощностей в линиях, примыкающих к узлу, по которому условно разрезается схема.

Методика расчёта режима разомкнутой сети представлена в индивидуальном задании №1. Здесь также потоки мощности в каждой из разомкнутой схем рассчитываются с учётом потерь мощности, начиная от точки потокораздела.

Расчёт напряжений на шинах подключения потребителей электроэнергии

Напряжения в узлах сети рассчитываются, начиная от источника питания с учётом падения напряжения на каждом участке сети. При этом удобно пользоваться уже «разрезанной» схемой. Здесь также полностью используется методика расчёта напряжений, описанная в методических указаниях к индивидуальному заданию №1. Если на схеме рис. 6 точка потокораздела находится в узле 2, то напряжения в них могут быть определены по соотношениям:

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01}; \quad U_3 = U_0 - \Delta U_{03}; \quad U_2' = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Для проверки правильности расчёта напряжение в точке потокораздела следует рассчитать и с другой стороны как

$$U_2'' = U_3 - \Delta U_{23}.$$

Значения U_2' и U_2'' должны быть примерно равны.

Регулирование напряжения на шинах низшего напряжения трансформаторных подстанций

Задачей регулирования напряжения на шинах низшего напряжения трансформаторных подстанций является обеспечение нормативных уровней напряжения в точке присоединения электроприёмника.

Поскольку в различных режимах величина потерь напряжения от электростанции до электроприемников изменяется, то в электрической сети должны предусматриваться средства регулирования напряжения, к которым относятся, в первую очередь, регуляторы напряжения под нагрузкой (РПН), встроенные в трансформатор. В таких трансформаторах обмотка высшего напряжения имеет ряд ответвлений (отпаек), каждой из которых соответствует своё напряжение. Выбирая то или иное ответвление, можно изменять коэффициент трансформации и, следовательно, и напряжение на обмотке низшего напряжения трансформатора, т.е. на шинах подключения электроприёмника.

Процесс выбора ответвлений следующий (на примере подстанции 1).

1. Определяется падение напряжения на сопротивлении трансформатора ΔU_{T1} , и находится напряжение на обмотке высшего напряжения идеального трансформатора U_{B1} .

Например, для подстанции 1 (рис. 8):

$$U_{B1} = U_1 - \Delta U_{T1}; \quad \Delta U_{T1} = \frac{P_1 \cdot r_{T1} + Q_1 \cdot x_{T1}}{U_1}.$$

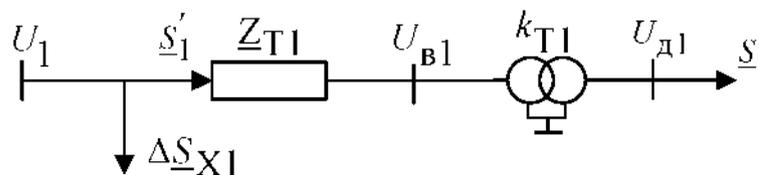


Рис. 8. Схема замещения подстанции 1

2. Задаётся желаемое напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, исходя из того, что в распределительных сетях 6 — 10 кВ. допустимые потери напряжения составляют 5%. Тогда на низшей стороне трансформатора напряжение должно поддерживаться на 5% выше номинального напряжения электроприёмника.

Например, если номинальное напряжение электроприёмника 10 кВ, то на низшей стороне трансформатора желаемое напряжение $U_{жел1} = 10,5$ кВ.

3. Рассчитываются напряжения ответвлений.

Коэффициент трансформации можно рассчитать по каталожным ($k_T = U_{от i} / U_{Нном i}$) и по режимным ($k_T = U_{в i} / U_{д i}$) параметрам, где $U_{от i}$ — напряжение одного из ответвлений обмотки высшего напряжения; $U_{Нном i}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения; $U_{в i}$ — напряжение на обмотке высшего напряжения идеального трансформатора; $U_{д i}$ — фактическое (действительное) напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора.

Приравнивая правые части уравнений, получим уравнение

$$\frac{U_{от i}}{U_{Нном i}} = \frac{U_{в i}}{U_{д i}}.$$

Напряжению $U_{д i}$ задаётся значение $U_{жел i}$, тогда желаемое напряжение ответвления

$$U_{отжслi} = \frac{U_{вi} \cdot U_{Нномi}}{U_{жслi}}$$

4. Составляется таблица напряжений ответвлений обмотки высшего напряжения трансформатора. Например, пределы регулирования трансформатора ± 6 ответвлений по 1,5% номинального высшего напряжения (табл. 16). За нулевое ответвление принимается ответвление, которому соответствует номинальное напряжение обмотки высшего напряжения $U_{Вном}$. Пусть $U_{Вном}=115$ кВ.

5. По полученной величине $U_{отжслi}$ подбирается ближайшее значение напряжения ответвления $U_{отi}$.

Таблица 16

Номинальные напряжения ответвлений трансформатора $U_{отi}$

Номер ответвления	$U_{отi}$, кВ
-9	96,55
-8	98,6
-7	100,65
-6	102,7
-5	104,75
-4	106,8
-3	108,85
-2	110,9
-1	112,95
0	115
1	117,05
2	119,1
3	121,15
4	123,2
5	125,25
6	127,3
7	129,35
8	131,4
9	133,45

Как правило, абсолютного совпадения не бывает, поэтому после выбора подходящего по напряжению ответвления проверяется величина фактического напряжения на шинах электроприёмника:

$$U_{ди} = \frac{U_{вi} \cdot U_{Нномi}}{U_{отi}}$$

При успешном регулировании значение $U_{ди}$ близко к $U_{отжслi}$. Если отрегулировать напряжение на зажимах потребителя с помощью ответвлений трансформатора невозможно, следует предложить рекомендации по регулированию напряжения другими способами.

6. Делается оценка величины отклонения напряжения ΔU % от заданного напряжения электроприёмника $U_{номi}$:

$$U_{\%} = \frac{(U_{\Delta i} - U_{жс.л. i})}{U_{ном i}} \cdot 100.$$

Выбор ответвлений производится для каждой подстанции электрической сети.

Расчёт годовых потерь электроэнергии

Годовые потери активной электроэнергии ΔW во всех элементах сети определяются как сумма «постоянных» ΔW_1 и «переменных» ΔW_2 годовых потерь в каждом из её элементов:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2.$$

Постоянные потери не зависят от величины нагрузки. В данном случае это потери в магнитопроводах трансформаторов, которые определяются как потери холостого хода в течение года:

$$\Delta W_1 = \sum \Delta P_{\chi i} \cdot 8760.$$

Переменные потери — это потери в продольных ветвях схемы сети, по которым передаётся мощность нагрузок. Потери электроэнергии в них определяются по времени наибольших потерь τ :

$$\Delta W_2 = \sum (\Delta P_{T i} + \Delta P_{Л i}) \cdot \tau.$$

Здесь τ — время максимальных потерь. Величина τ определяется по эмпирической формуле:

$$\tau = (0,124 + 0,0001 \cdot T_{\max})^2 \cdot 8760.$$

Если по линии передаётся мощность к нескольким электроприемникам, то для расчёта годового потребления электроэнергии рассчитывается средневзвешенное

$$T_{\max \text{ ср}} = \frac{\sum P_i \cdot T_{\max i}}{\sum P_i},$$

значение времени использования наибольшей нагрузки

где P_i и $T_{\max i}$ — соответственно активная мощность и время использования наибольшей нагрузки каждого электроприёмника.

По времени $T_{\max \text{ ср}}$ рассчитывается средневзвешенное время максимальных потерь $\tau_{\max \text{ ср}}$.

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2.$$

Суммарные годовые потери электроэнергии $\Delta W_{\%}$ от годового потребления электроэнергии W находятся по формуле

$$\Delta W_{\%} = \frac{100 \cdot \Delta W}{\sum P_i \cdot T_{\max i}},$$

ЗАДАНИЕ № 3

Ответить на один из нижеперечисленных вопросов.

1. Общая характеристика электрических систем и сетей
2. Понижающие и преобразовательные подстанции
3. Передача энергии переменным током на большие расстояния
4. Передача энергии постоянным током на большие расстояния
5. Основные элементы и общая характеристика воздушных линий
6. Общие сведения о кабельных линиях и условиях их работы
7. Схемы местных электрических сетей
8. Схемы районных электрических сетей
9. Представление электрических нагрузок в расчетных схемах
10. Векторная диаграмма линии электропередачи
11. Реактивная мощность
12. Компенсация реактивной мощности
13. Принципы и средства регулирования напряжения
14. Основные технико-экономические показатели, используемые при проектировании электрических сетей.
15. Показатели качества электрической энергии

Литература

1. Гужов, Н.П. Системы электроснабжения [Текст]: учебник/ Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко.- Рн/Д.: Феникс, 2011.- 382 с.
2. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции [Текст]/ Ю.Д. Сибикин.- М.: Радиософт, 2011.- 416 с.
3. Хорошилов, А.В. Электропитающие системы и электрические сети [Текст]: учеб. пособие/ А.В. Хорошилов, А.В. Пилюгин, Л.В. Хорошилова [и др.]- 2-е изд., перераб. и доп.- Старый Оскол: ТНТ, 2013.- 352 с.
4. Блок, В.М. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособие для электроэнергетич. спец. вузов/ В.М. Блок- М.: Высш. школа, 1986.- 430 с.
5. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособ. для вузов/ Н.А. Мельников- 2-е изд., стереотип.- М.: Энергия, 1975.- 464 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.
7. Петренко, Л.И. Электрические сети и системы [Текст]: учеб. пособ. для студ. Вузов/ Л.И. Петренко- Киев: Вища Школа, 1981.- 320 с.
8. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: учебник/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С.- М.: Энергоатомиздат, 1987.- 232 с.
9. Системы энергетические. Термины и определения. ГОСТ 21027-75 [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013. — 12 с. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22740>. — ЭБС «IPRbooks», по паролю
10. Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: учебник/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др., под ред. А.А. Васильева.- 2-е изд.,- М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с