

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–20 кВ

Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И., магистр техн. наук ГАПАНЮК С. Г.

Белорусский национальный технический университет

Одним из важнейших компонентов построения «умных» электрических сетей является разработка и широкое использование уточненных математических моделей для оперативного управления режимами и выявления «очагов» потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–20 кВ [1]. Алгоритмических предложений и программных средств для решения названных задач в настоящее время достаточно (GORSR, Delta, РТП 3, «Энергостат», РОСА-2, Electrica и т. д. [2–5]).

Однако каждый раз, когда приходится иметь дело с той или иной разработкой, всегда возникают одни и те же вопросы. Какова полная математическая модель задачи? В какой степени предлагаемая модель реализована в алгоритме и программе? Какие дополнительные возможности и сервисные свойства разработанного программного продукта? Поэтому в данной статье приведены не только аналитические соотношения, используемые в процессе анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–20 кВ, но и конкретный численный расчет.

Математическая модель задачи. В схеме разомкнутой электрической сети 6–20 кВ суммарные потери электроэнергии ΔW складываются из трех составляющих

$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{х}}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{л}}$ – суммарные нагрузочные потери на линейных участках, кВт·ч; $\Delta W_{\text{т}}$ – суммарные нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч; $\Delta W_{\text{х}}$ – потери электроэнергии в стали трансформаторов, кВт·ч.

Потери на линейных участках определяются по методу средних нагрузок

$$\Delta W_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n \frac{W_{pi}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_i)}{U_i^2 T} k_{\varphi i}^2 r_i, \quad (2)$$

где W_{pi} – поток активной энергии в начале i -го линейного участка схемы, кВт·ч; $\text{tg} \varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности, о. е.; U_i – напряжение

в начале участка в режиме средних нагрузок, кВ; $k_{\varphi i}$ – коэффициент формы графика нагрузки, о. е.; r_i – активное сопротивление участка линии, Ом;

T – расчетный период, ч; n – число линейных участков.

Величина $\text{tg} \varphi_i$ равна отношению

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{W_{qi}}{W_{pi}}, \quad (3)$$

где W_{qi} – поток реактивной электроэнергии на i -м участке, квар·ч.

Значения W_{qi} и W_{pi} определяются в процессе расчета потокораспределения в схеме.

Квадрат коэффициента формы $k_{\phi i}$ вычисляется по формуле [6]

$$k_{\phi i}^2 = \frac{0,34}{k_{\text{зап}i}} + 0,66, \quad (4)$$

где $k_{\text{зап}i}$ – коэффициент заполнения графика, равный отношению числа часов использования наибольшей активной нагрузки $T_{\text{нб}i}$,

$$k_{\text{зап}i} = \frac{T_{\text{нб}i}}{T}. \quad (5)$$

Значение $T_{\text{нб}i}$ определяется по формуле

$$T_{\text{нб}i} = \frac{W_{pi}}{P_{\text{нб}i}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{нб}i}$ – поток активной мощности в режиме наибольших нагрузок, определяемый из потокораспределения, кВт.

Активное сопротивление участка линии

$$r_i = r_{0i} l_i, \quad (7)$$

где r_{0i} – удельное активное сопротивление участка, Ом/км; l_i – длина участка, км.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{т}} = \sum_{j=1}^m \frac{W_{\text{рн}j}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_j)}{U_j^2 T} k_{\phi j}^2 r_j, \quad (8)$$

где $W_{\text{рн}j}$ и U_j – поток электроэнергии, кВт·ч, и напряжение, кВ, в начале трансформаторного участка; m – число трансформаторов в схеме; r_j – активное сопротивление трансформатора, Ом,

$$r_j = \frac{\Delta P_{kj} U_{\text{ном}j}^2}{S_{\text{ном}j}^2}, \quad (9)$$

где ΔP_{kj} – потери мощности короткого замыкания, кВт; $S_{\text{ном}j}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $U_{\text{ном}j}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Постоянные потери электроэнергии в стали трансформаторов определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} T, \quad (10)$$

где

$$\Delta P_x = \sum_{j=1}^m \Delta P_{xj} \left(\frac{U_j}{U_{номj}} \right)^2, \quad (11)$$

ΔP_{xj} – активные потери мощности холостого хода трансформатора, кВт.

Все искомые величины ΔW , $\Delta W_{л}$, $\Delta W_{т}$, $\Delta W_{х}$ и сумма $(\Delta W_{л} + \Delta W_{т})$ определяются в именованных единицах (кВт·ч) и в процентах по отношению к потоку электроэнергии на головном участке $\Delta W_{гв}$

$$\Delta W_{гв} = \sum_{j=1}^m W_{pj} + \Delta W, \quad (12)$$

где $\sum_{j=1}^m W_{pj}$ – суммарное потребление электроэнергии трансформаторами сети, кВт·ч.

Расчет режима распределительной электрической сети 6–20 кВ. Распределительные электрические сети 6–20 кВ в основном эксплуатируются в разомкнутом режиме. Пользователей чаще всего интересует допустимость работы сети в режиме наибольших нагрузок, а в основу расчета потерь электроэнергии положен режим средних нагрузок. Поэтому алгоритм анализа электрической сети должен предусматривать расчет обоих указанных режимов. Взаимосвязь между ними устанавливает соотношение

$$W_j = P_{нбj} T_{нбj} = P_{срj} T, \quad (13)$$

где W_j – электропотребление j -го трансформатора сети за расчетный период T , кВт·ч; $P_{нбj}$ – наибольшая нагрузка трансформатора, кВт; $T_{нбj}$ – время использования $P_{нбj}$, ч; $P_{срj}$ – активная мощность трансформатора в режиме средних нагрузок, кВт.

Кроме того, современные средства измерений (телемеханика) и повышенные требования к анализу электрических сетей позволяют перейти к оценке режимов разомкнутой электрической сети по приближенным к фактическим расчетным, а не номинальным напряжениям, вычисленным к тому же с учетом потерь мощности холостого хода трансформаторов, которые оказываются достаточно весомой величиной в слабо нагруженных режимах.

Учитывая современные возможности и предъявляемые требования, в основу разработанного алгоритма положен расчет режима разомкнутой электрической сети 6–20 кВ в два этапа [7], на которых базируется итерационный процесс для расчета режимов наибольших и средних нагрузок, повторяющийся до получения желаемой точности расчета.

Первый этап расчета (снизу вверх) (схемы тестовой распределительной линии: исходная – рис. 1 и расчетные – рис. 2–5).

Принимаем значения напряжений во всех узлах сети равными номинальному $U_{ном}$ и последовательно определяем нагрузочные потери активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей и электроэнергии ΔW_p , ΔW_q на участках схемы (трансформаторы обозначены индексом « j », а линии – « i »), потери холостого хода ΔP_x , ΔQ_x , ΔW_{px} , ΔW_{qx} , зарядную мощность ΔQ_v

кабельных линий (в численном примере не учитывается), потоки P , Q мощности и W_p , W_q электроэнергии (в начале участка – индекс «н», в конце – «к»):

$$S_j = S_{\text{н}0j} k_3; \quad (14) \quad P_j = S_j \cos \varphi_j; \quad (15)$$

$$Q_j = \sqrt{S_j^2 - P_j^2}; \quad (16) \quad \Delta P_j = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_{\text{н}0j}^2} r_j; \quad (17)$$

$$\Delta Q_j = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_{\text{н}0j}^2} x_j; \quad (18) \quad P_{kj} = P_j; \quad (19)$$

$$Q_{kj} = Q_j; \quad (20) \quad P_{hj} = P_{kj} + \Delta P_j; \quad (21)$$

$$Q_{hj} = Q_{kj} + \Delta Q_j; \quad (22) \quad \Delta Q_{xj} = \frac{\Delta I_{xj} \% S_{\text{н}0j}}{100}; \quad (23)$$

$$P_{ki} = \sum_{j=1}^m (P_{hj} + \Delta P_{xj}) + \sum_{i=1}^n (P_{hi}); \quad (24) \quad Q_{ki} = \sum_{j=1}^m (Q_{hj} + \Delta Q_{xj}) + \sum_{i=1}^n (Q_{hi}); \quad (25)$$

$$\Delta P_i = \frac{P_{ki}^2 + Q_{ki}^2}{U_{\text{н}0i}^2} r_i; \quad (26) \quad \Delta Q_i = \frac{P_{ki}^2 + Q_{ki}^2}{U_{\text{н}0i}^2} x_i; \quad (27)$$

$$\Delta Q_{bi} = U_{\text{н}0i}^2 b_{0i} l_i; \quad (28) \quad P_{hi} = P_{ki} + \Delta P_i; \quad (29)$$

$$Q_{hi} = Q_{ki} + \Delta Q_i + \Delta Q_{bi}; \quad (30) \quad W_{pj} = P_{kj} T_{\text{н}0j}; \quad (31)$$

$$W_{qj} = Q_{kj} T_{\text{н}0j}; \quad (32) \quad \Delta W_{pj} = \frac{W_{pj}^2 + W_{qj}^2}{U_{\text{н}0j}^2 T} k_{\Phi j}^2 r_j; \quad (33)$$

$$\Delta W_{qj} = \frac{W_{pj}^2 + W_{qj}^2}{U_{\text{н}0j}^2 T} k_{\Phi j}^2 x_j; \quad (34) \quad W_{pkj} = W_{pj}; \quad (35)$$

$$W_{qkj} = W_{qj}; \quad (36) \quad W_{phj} = W_{pkj} + \Delta W_{pj}; \quad (37)$$

$$W_{qhj} = W_{qkj} + \Delta W_{qj}; \quad (38) \quad \Delta W_{pxj} = \Delta P_{xj} T; \quad (39)$$

$$W_{pki} = \sum_{j=1}^m (W_{phj} + \Delta W_{pxj}) + \sum_{i=1}^n (W_{phi}); \quad (40) \quad \Delta W_{qxj} = \Delta Q_{xj} T; \quad (41)$$

$$W_{qki} = \sum_{j=1}^m (W_{qhj} + \Delta W_{qxj}) + \sum_{i=1}^n (W_{qhi}); \quad (42) \quad \Delta W_{qbi} = \Delta Q_{bi} T; \quad (43)$$

$$\Delta W_{pi} = \frac{W_{pki}^2 + W_{qki}^2}{U_{\text{н}0i}^2 T} k_{\Phi i}^2 r_i; \quad (44) \quad \Delta W_{qi} = \frac{W_{pki}^2 + W_{qki}^2}{U_{\text{н}0i}^2 T} k_{\Phi i}^2 x_i; \quad (45)$$

$$W_{pni} = W_{pki} + \Delta W_{pi}; \quad (46)$$

$$W_{qni} = W_{qki} + \Delta W_{qi} + \Delta W_{qvi}. \quad (47)$$

В процессе вычислений по формулам (14)–(47) дополнительно необходимо определять активные (формулы (7), (9)) и реактивные сопротивления участков:

$$x_i = x_{0i} l_i; \quad (48)$$

$$z_j = \frac{\Delta U_{kj} \% U_{номj}^2}{100 S_{номj}}; \quad (49)$$

$$x_j = \sqrt{z_j^2 - r_j^2}. \quad (50)$$

Второй этап расчета. Определяем напряжения узлов $U_{i(j)}$ и потери напряжения на участках $\Delta U_{i(j)}$ на пути от источника питания (узел 1) к нагрузкам в режимах наибольших и средних нагрузок:

$$\Delta U_i = \frac{P_{ni} r_i + Q_{ni} x_i}{U_i^2}; \quad (51)$$

$$U_{ki} = U_{ni} - \Delta U_i; \quad (52)$$

$$\Delta U_j = \frac{P_{nj} r_j + Q_{nj} x_j}{U_i^2}; \quad (53)$$

$$U_{kj} = \frac{U_{ki} - \Delta U_j}{K_T}. \quad (54)$$

Вычисленные значения напряжений будут не точными, так как они определены по приближенным величинам потоков мощности. В целях уточнения расчетов они повторяются.

Предложенная методика апробирована и реализована для тестовой схемы (рис. 1). Необходимые исходные и справочные данные приведены в табл. 1.

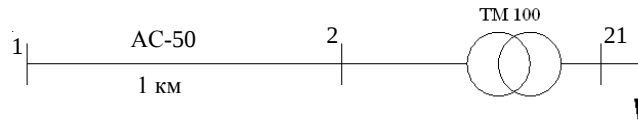


Рис. 1. Схема тестовой распределительной линии:
1, 2, 21 – узлы; AC-50 – марка провода; ТМ 100 – трансформатор

Таблица 1

Исходные данные для расчета схемы сети, приведенной на рис. 1

Описание	Условное обозначение	Значение	Единица измерения
Параметр сети			
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	10	кВ
Напряжение источника питания	U_1	10,5	кВ
Расчетный период	T	8760	ч
Длина участка	l	1	км
Номинальная мощность трансформатора	$S_{ном}$	100	кВ·А
Режимный параметр узла нагрузки			
Коэффициент загрузки	k_3	0,5	о. е.
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	0,7	о. е.
Время использования наибольшей нагрузки	$T_{нб}$	2500	ч
Справочные данные			
Линейный участок 1–2			
Удельное активное сопротивление	r_0	0,6	Ом/км
Удельное реактивное сопротивление	x_0	0,355	Ом/км
Трансформаторный участок 2–21			

Номинальное напряжение	$U_{\text{номВН}}/U_{\text{номНН}}$	10/0,4	кВ
Коэффициент трансформации	K_T	25	
Потери мощности холостого хода	ΔP_x	0,365	кВт
Потери мощности короткого замыкания	ΔP_k	2,27	кВт
Напряжение холостого хода	ΔU_x	4,7	%
Ток холостого хода	I_x	2,6	%

Все необходимые численные расчеты выполнены по представленным в статье формулам, номера которых указаны справа.

Расчет параметров участков сети:

$$r_{12} = 0,6 \cdot 1 = 0,6 \text{ Ом по (7);} \quad x_{12} = 0,355 \cdot 1 = 0,355 \text{ Ом по (48);}$$

$$r_{21} = \frac{2,27 \cdot 10^2}{100^2} \cdot 10^3 = 22,7 \text{ Ом по (9);} \quad z_{21} = \frac{4,7}{100} \cdot \frac{10^2}{100} \cdot 10^3 = 47 \text{ Ом по (49);}$$

$$x_{21} = \sqrt{47^2 - 22,7^2} = 41,155 \text{ Ом по (50).}$$

Первый этап расчета:

$$S_{21} = 100 \cdot 0,5 = 50 \text{ кВ} \cdot \text{А по (14);} \quad P_{21} = 50 \cdot 0,7 = 35 \text{ кВт по (15);}$$

$$Q_{21} = \sqrt{50^2 - 35^2} = 35,707 \text{ квар по (16);}$$

$$\Delta P_{21} = \frac{35^2 + 35,707^2}{10^2} \cdot 22,7 \cdot 10^3 = 0,568 \text{ кВт по (17);}$$

$$\Delta Q_{21} = \frac{35^2 + 35,707^2}{10^2} \cdot 41,155 \cdot 10^3 = 1,029 \text{ квар по (18);}$$

$$P_{k21} = 35 \text{ кВт по (19);} \quad Q_{k21} = 35,707 \text{ квар по (20);}$$

$$P_{n21} = 35 + 0,568 = 35,568 \text{ кВт по (21);}$$

$$Q_{n21} = 35,707 + 1,029 = 36,736 \text{ квар по (22);}$$

$$\Delta Q_{x21} = \frac{2,6 \cdot 100}{100} = 2,6 \text{ квар по (23);}$$

$$P_{k12} = 35,568 + 0,365 = 35,933 \text{ кВт по (24);}$$

$$Q_{k12} = 36,736 + 2,6 = 39,336 \text{ квар по (25);}$$

$$\Delta P_{12} = \frac{35,933^2 + 39,336^2}{10^2} \cdot 0,6 \cdot 10^3 = 0,017 \text{ кВт по (26);}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{35,933^2 + 39,336^2}{10^2} \cdot 0,355 \cdot 10^3 = 0,01 \text{ квар по (27);}$$

$$P_{n12} = 35,933 + 0,017 = 35,95 \text{ кВт по (29);}$$

$$Q_{k12} = 39,336 + 0,01 = 39,346 \text{ квар по (30);}$$

$$W_{p21} = 35 \cdot 2500 \cdot 10^{-3} = 87,5 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (31);}$$

$$W_{q21} = 35,707 \cdot 2500 \cdot 10^{-3} = 89,268 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (32);}$$

$$k_{\text{зап}21} = \frac{2500}{8760} = 0,2854 \text{ о. е. по (5); } k_{\phi 21} = \sqrt{\frac{0,34}{0,2854}} + 0,66 = 1,361 \text{ о. е. по (4);}$$

$$\Delta W_{p21} = \frac{87,5^2 + 89,27^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 1,361^2 \cdot 22,7 = 0,7496 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (33);}$$

$$\Delta W_{q21} = \frac{87,5^2 + 89,27^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 1,361^2 \cdot 41,155 = 1,359 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (34);}$$

$$W_{pk21} = 87,5 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (35); } W_{qk21} = 89,27 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (36);}$$

$$W_{pn21} = 87,5 + 0,7496 = 88,25 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (37);}$$

$$W_{qn21} = 89,268 + 1,359 = 90,627 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (38);}$$

$$\Delta W_{px21} = 0,365 \cdot 8760 = 3,197 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (39);}$$

$$W_{pk12} = 88,25 + 3,197 = 91,447 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (40);}$$

$$\Delta W_{qx21} = 2,6 \cdot 8760 = 22,776 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (41);}$$

$$W_{qk12} = 90,627 + 22,776 = 113,403 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (42);}$$

$$T_{\text{нб}12} = \frac{91,447}{35,933} \cdot 10^3 = 2545 \text{ ч по (6);}$$

$$k_{\text{зап}12} = \frac{2545}{8760} = 0,2905 \text{ о. е. по (5); } k_{\phi 12} = \sqrt{\frac{0,34}{0,2905}} + 0,66 = 1,353 \text{ о. е. по (4);}$$

$$\Delta W_{p12} = \frac{91,447^2 + 113,403^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 1,353^2 \cdot 0,6 = 0,027 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (44);}$$

$$\Delta W_{q12} = \frac{91,447^2 + 113,403^2}{10^2 \cdot 8760} \cdot 1,353^2 \cdot 0,355 = 0,016 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (45);}$$

$$W_{pn12} = 91,447 + 0,027 = 91,474 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч по (46);}$$

$$W_{qn12} = 113,403 + 0,016 = 113,419 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч по (47).}$$

Второй этап расчета:

$$\Delta U_{12} = \frac{35,95 \cdot 0,6 + 39,346 \cdot 0,355}{10,5^2} = 0,0034 \text{ кВ по (51);}$$

$$U_2 = 10,5 - 0,0034 = 10,4966 \text{ кВ по (52);}$$

$$\Delta U_{21} = \frac{35,568 \cdot 22,7 + 36,736 \cdot 41,15}{10,4966^2} = 0,221 \text{ кВ по (53);}$$

$$U_{21} = \frac{10,4966 - 0,221}{25} = 0,411 \text{ кВ по (54).}$$

Аналогичные расчеты проведены для режима средних нагрузок (табл. 2).

Таблица 2

Результаты расчета режима средних нагрузок

Параметр	Ручной расчет	Единица измерения
Поток в конце трансформатора	$9,988 + j10,190$	кВ·А
Нагрузочные потери в трансформаторе	$0,046 + j0,084$	кВ·А
Поток в начале трансформатора	$10,035 + j10,274$	кВ·А
Потери мощности холостого хода трансформатора	$0,365 + j2,6$	кВ·А
Поток в конце линии	$10,4 + j12,874$	кВ·А
Потери в линии	$0,0016 + j0,0097$	кВ·А
Поток в начале линии (поток головного участка)	$10,401 + j12,875$	кВ·А
Напряжение в ЦП (узел 1)	10,5	кВ
Напряжение в узле 2	10,499	кВ
Напряжение в узле 21 (на низкой стороне трансформатора)	0,4175	кВ

Результаты расчета режимов (потоки мощности, электроэнергии и напряжения узлов) в обобщенном виде представлены на рис. 2–4.

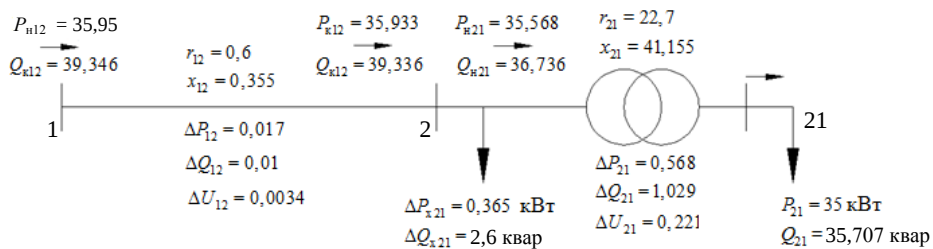


Рис. 2. Результаты расчета режима наибольших нагрузок

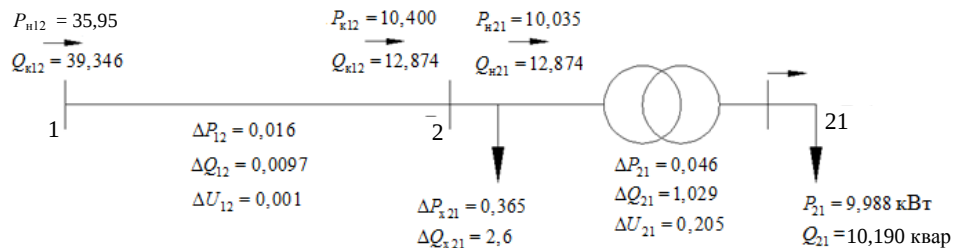


Рис. 3. Результаты расчета режима средних нагрузок

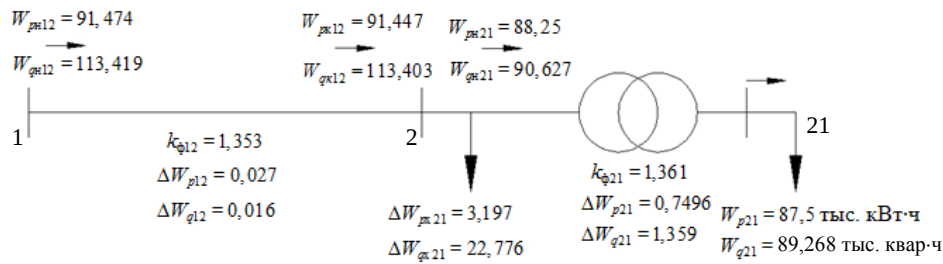


Рис. 4. Результаты расчета потоков электроэнергии

После завершения итерационной процедуры расчета режима переходим к уточнению значений потерь электроэнергии в схеме (результаты расчета приведены на рис. 5):

$$T'_{н612} = \frac{91,474}{35,9495} \cdot 10^3 = 2544,5 \text{ ч по (6); } k'_{\text{зан}12} = \frac{2544,5}{8760} = 0,2905 \text{ о. е. по (5);}$$

$$k'_{\phi 12} = \sqrt{\frac{0,34}{0,2905}} + 0,66 = 1,353 \text{ о. е. по (4);}$$

$$\Delta W'_{p12} = \frac{91,474^2 + 113,419^2}{10,5^2 \cdot 8760} \cdot 1,353^2 \cdot 0,6 = 0,024 \text{ тыс. кВт·ч по (2);}$$

$$T'_{н621} = \frac{88,25}{35,5675} \cdot 10^3 = 2481,2 \text{ ч по (6); } k'_{\text{зан}21} = \frac{2481,2}{8760} = 0,2832 \text{ о. е. по (5);}$$

$$k'_{\phi 21} = \sqrt{\frac{0,34}{0,2832}} + 0,66 = 1,364 \text{ о. е. по (4);}$$

$$\Delta W'_{p21} = \frac{88,25^2 + 90,6268^2}{10,499^2 \cdot 8760} \cdot 1,364^2 \cdot 22,7 = 0,700 \text{ тыс. кВт·ч по (8);}$$

$$\Delta W'_{px21} = 0,365 \cdot \left(\frac{10,499}{10} \right)^2 \cdot 8760 = 3,524 \text{ тыс. кВт·ч по (10, 11);}$$

$$\Delta W = 0,024 + 0,6998 + 3,5244 = 4,248 \text{ тыс. кВт·ч по (1);}$$

$$W_{\text{пры}} = 87,5 + 4,248 = 91,748 \text{ тыс. кВт·ч по (12);}$$

$$W_{p\Sigma\%} = \frac{0,024}{91,748} \cdot 100 \% = 0,026 \% ; \quad W_{p\Sigma\tau\%} = \frac{0,6998}{91,748} \cdot 100 \% = 0,763 \% ;$$

$$W_{p\Sigma x\%} = \frac{3,524}{91,748} \cdot 100 \% = 3,841 \% ; \quad W_{p\Sigma\%} = \frac{4,248}{91,748} \cdot 100 \% = 4,630 \% .$$

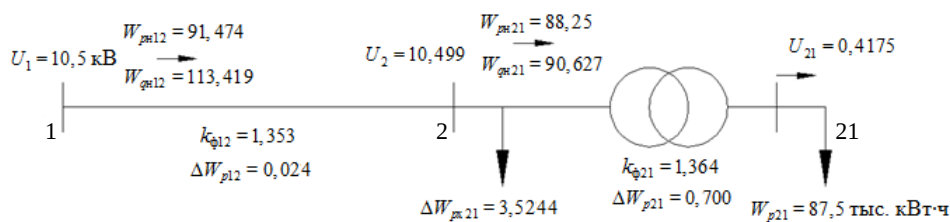


Рис. 5. Результаты расчета потерь электроэнергии

По предложенному алгоритму авторами разработана соответствующая компьютерная программа, дающая стопроцентное совпадение результатов расчета тестовой сети с ручным расчетом.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны, апробированы и реализованы уточненные математическая модель и алгоритм для оперативного управления режимами и выявления очагов потерь электроэнергии в распределительных сетях 6–20 кВ.
2. Разработанная компьютерная программа может быть использована для тестирования других технических решений и компьютерных программ по исследуемой тематике и является одним из важнейших компонентов построения «интеллектуальных» электрических сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. К о б е ц, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б. Б. Кобец, Н. О. Волкова. – М.: Энегия, 2010. – 207 с.
2. Ф у р с а н о в, М. И. Программно-вычислительный комплекс GORSR для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10 (6) кВ / М. И. Фурсанов, А. Н. Муха // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 3. – С. 34–39.
3. М н о г о у р о в н е в ы й интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Мосэнерго» / В. В. Кузьмин [и др.] // Электрические станции. – 2004. – № 6. – С. 35–45.
4. М а к о к л ю е в, Б. И. Специализированный программный комплекс для планирования и анализа режимных параметров энергосистем и энергообъединений / Б. И. Макоклюев, А. В. Антонов // Новое в российской электроэнергетике. – 2002. – № 6.
5. Ф у р с а н о в, М. И. Оценка и анализ режимов и потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ на основе программно-вычислительного комплекса «Дельта» / М. И. Фурсанов, О. А. Жерко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2005. – № 1. – С. 31–43.
6. Ф у р с а н о в, М. И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
7. И д е л ь ч и к, В. И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 10.07.2012