

УДК 621.311.017

ОБ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО ДИСКРЕТНЫМ ПАРАМЕТРАМ

Фурсанов М. И.

*Белорусский национальный технический университет**Минск, Беларусь*

Разработана алгоритмизированная методика оптимизации разомкнутых электрических сетей по основным дискретным параметрам (сечениям проводов \bar{X}_1 , номинальным мощностям трансформаторов \bar{X}_2 и компенсирующим устройствам \bar{X}_3) с целью приближения фактических уровней технических потерь электроэнергии в электрических сетях к оптимальным по экономическому критерию [1–4]. Задача относится к многомерным задачам дискретного программирования. В качестве критерия оптимальности принят минимум суммарных затрат:

$$Z = Z(\bar{X}, t) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где
$$\bar{X} = \{\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3\}, \quad (2)$$

$$\bar{X}_1 \in \Omega_1, \bar{X}_2 \in \Omega_2, \bar{X}_3 \in \Omega_3, \quad (3)$$

\bar{X}_1 – вектор сечений проводов: $\bar{X}_1 = \{F_1, F_2, \dots, F_n\}$, (4)

\bar{X}_2 – вектор дискретных значений номинальных мощностей трансформаторов:

$$\bar{X}_2 = \{S_1, S_2, \dots, S_n\}, \quad (5)$$

\bar{X}_3 – вектор мощностей компенсирующих устройств

$$\bar{X}_3 = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_n\}. \quad (6)$$

При решении задачи учитываются ограничения по потерям напряжения, току нагрева и допустимой перегрузке элементов сети:

$$\bar{g}_i = \bar{g}_i(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3) \quad \{\leq, =, >\} b_i, \quad (7)$$

где $i \in \bar{1}, k, k = n + m + l$.

Структурная схема разработанного алгоритма содержит следующие основные блоки:

1. Рассчитывается исходный режим сети и определяется начальное значение минимизируемой целевой функции $Z = Z(\bar{X}^{(0)})$. Начальное прибли-

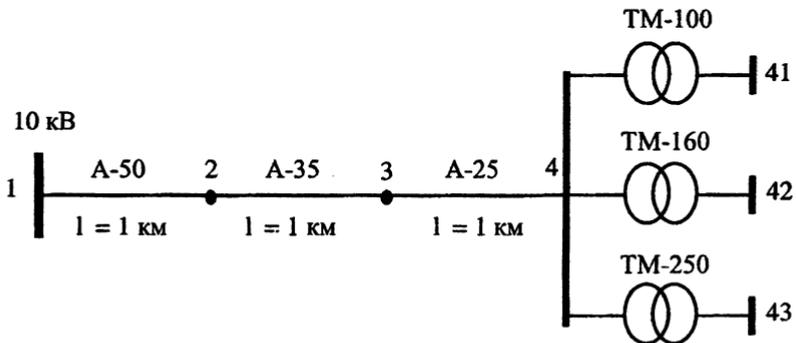
жение вектора $\bar{X} = \bar{X}^{(0)}$ представляет собой имеющиеся в сети сечения проводов, номинальные мощности трансформаторов и компенсирующих устройств.

2. Для каждого из подлежащих оптимизации участка сети определяются коэффициенты эластичности. Предварительный отбор участков сети целесообразно проводить с целью понижения общей размерности задачи и временных затрат. Это будут, в основном, головные участки линий, узлы с пониженными уровнями напряжений и недогруженные трансформаторы.

3. Рассчитанные коэффициенты ранжируются по абсолютной величине и для участка сети с максимальным коэффициентом эластичности отыскивается новое значение оптимизируемого параметра X_i^1 , для которого с учетом дискретности шкалы $\partial Z / \partial x_i^{(1)} \approx 0$ и выполняются технические ограничения. Поскольку при дискретном изменении \bar{X} обращение $\partial Z / \partial X$ в нуль маловероятно, то новое значение i -й переменной, минимизирующее Z , находится путем последовательных расчетов с шагом ΔX_i .

4. После оптимизации одного параметра пункты 1 + 3 алгоритма повторяются до выполнения условия $\partial Z / \partial x_i \approx 0$ для всех отмеченных участков сети. Перерасчет режима сети осуществляется только в той части схемы сети в которой происходят изменения.

С использованием базовых положений алгоритма разработана соответствующая компьютерная программа, позволяющая получить графическую интерпретацию схемы сети до и после оптимизации. Результаты расчета схемы контрольного примера приведены ниже.



Исходные данные:

Максимальная загрузка трансформаторов 15%, $t = 1500$ ч, $T_{\text{ма}} = 3400$ ч, $\cos j = 1$, $b_n = 0.032$ руб/кВт·ч, $b_o = 0.016$ руб/кВт·ч, $p_r = 0.254$.

Расчет исходного режима сети

Данные и некоторые результаты расчета исходного режима сети (нагрузки участков и потери активной мощности) приведены в табл. 1.

Таблица 1

Данные и результаты расчета исходного режима сети

Уча- сток	Марка	Загруз- ка, %	На- грузка, кВ·А	Актив- ное со- против- ление, Ом	Потери мощно- сти, кВт		
					нагр.	х.х.	
1-2	A-50	–	76.5	0.576	0.034	–	
2-3	A-35	–	76.5	0.830	0.049	–	
3-4	A-25	–	76.5	1.140	0.067	–	
4-41	ТМ-100	15	15.0	22.700	0.051	0.33	
4-42	ТМ-160	15	24.0	10.400	0.059	0.51	
4-43	ТМ-250	15	37.5	6.700	0.094	0.74	
Итого:						0.354	1.58

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии ΔW_n составляют:

$$\Delta W_n = 0,354 \cdot 1500 = 531,00 \text{ кВт}\cdot\text{ч.},$$

потери холостого хода ΔW_{xx} в трансформаторах:

$$\Delta W_{xx} = 1,58 \cdot 8760 = 13840,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Поток электроэнергии $W_{гн}$ на головном участке схемы:

$$W_{гн} = P_{\text{макс гн}} \cdot T_{\text{макс}} + \Delta W_n + \Delta W_{xx} = 76,5 \cdot 3400 + 531,00 + 13840,80 = 274471,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{n\%} = (531,00 / 274471,8) \cdot 100 = 0,19\%,$$

$$\Delta W_{xx\%} = (13840,8 / 274471,8) \cdot 100 = 5,04\%,$$

$$\Delta W_{a\%} = 0,19 + 5,04 = 5,23\%.$$

Расчет оптимального режима сети при оптимальной нагрузке трансформаторов 100, 160 и 250 кВА

Оптимальная нагрузка трансформаторов с учетом изменения потерь энергии на линейных участках схемы определяется по формуле:

$$k_{C_T} = \sqrt{\frac{p_r K_r + \Delta P_0 T \beta_0}{\Delta P_{ca} \tau \beta_n + \sum \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{лi} \tau_n \beta_n}}$$

Имеем:

$$k_{Cm}^{100} = \sqrt{\frac{0.254 \cdot 570 + 0.33 \cdot 8760 \cdot 0.016}{2.27 \cdot 1500 \cdot 0.032 + [100^2/10^2 \cdot (0.576 + 0.83 + 1.14) \cdot 1500 \cdot 0.032] / 1000}} = 0.859,$$

$$k_{Cm}^{160} = \sqrt{\frac{0.254 \cdot 740 + 0.51 \cdot 8760 \cdot 0.016}{2.65 \cdot 1500 \cdot 0.032 + [160^2/10^2 \cdot (0.576 + 0.83 + 1.14) \cdot 1500 \cdot 0.032] / 1000}} = 0.712,$$

$$k_{Cm}^{250} = \sqrt{\frac{0.254 \cdot 1000 + 0.74 \cdot 8760 \cdot 0.016}{4.2 \cdot 1500 \cdot 0.032 + [250^2/10^2 \cdot (0.576 + 0.83 + 1.14) \cdot 1500 \cdot 0.032] / 1000}} = 0.560$$

Оптимальные потери в схеме при оптимальной загрузке трансформаторов (85.9, 71.2 и 56.0%) приведены в табл. 2.

Таблица 2

Данные и результаты расчета оптимального режима сети

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузк а, кВ·А	Активное сопротивление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагр.	х.х.
1-2	А-50	—	339.82	0.576	0.67	—
2-3	А-35	—	339.82	0.830	0.96	—
3-4	А-25	—	339.82	1.140	1.32	—
4-41	ТМ-100	85.9	85.90	22.700	1.67	0.33
4-42	ТМ-160	71.2	113.92	10.400	1.35	0.51
4-43	ТМ-250	56.0	140.00	6.700	1.31	0.74
Итого:					7.28	1.58

Обобщенные результаты расчета:

$$\Delta W_n = 7.28 \cdot 1500 = 10920.00 \text{ кВт·ч,}$$

потери холостого хода в трансформаторах:

$$\Delta W_{xx} = 1.58 \cdot 8760 = 13840.80 \text{ кВт·ч.}$$

Поток электроэнергии на головном участке схемы:

$$W_{г\gamma} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{ма}} + \Delta W_n + \Delta W_{xx} = 339.82 \cdot 3400 + 10920.00 + 13840.80 = 1180148.80 \text{ кВт·ч.}$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{н\%} = (10920/1180148.80) \cdot 100 = 0.92\%,$$

$$\Delta W_{хх\%} = (13840.8/1180148.80) \cdot 100 = 1.17\%,$$

$$\Delta W_{а\%} = 0.92 + 1.17 = 2.09\%.$$

Вывод: при оптимальной нагрузке трансформаторов, установленных в сети, потери электроэнергии в схеме снижаются с 5.23 до 2.09%, т.е. более чем в два раза.

Расчет оптимального режима сети после замены трансформаторов 100, 160 и 250 кВ·А на 25, 25 и 40 кВ·А, найденных по разработанной методике на основе анализа матрицы чувствительности

Таблица 3

Данные и результаты расчета оптимального режима сети

Уча- сток	Марка	Загруз- ка, %	На- грузка, кВ·А	Активное сопро- тивление, Ом	Потери мощ- ности, кВт	
					нагр.	х.х.
1-2	А-50	–	76.5	0.576	0.034	–
2-3	А-35	–	76.5	0.830	0.049	–
3-4	А-25	–	76.5	1.140	0.067	–
4-41	ТМ-25	60	15.0	22.700	0.248	0.130
4-42	ТМ-25	96	24.0	10.400	0.634	0.130
4-43	ТМ-40	94	37.5	6.700	0.879	0.175
Итого:					1.909	0.435

Обобщенные результаты расчета:

$$\Delta W_{н} = 1.909 \cdot 1500 = 2863.50 \text{ кВт·ч,}$$

потери холостого хода:

$$\Delta W_{хх} = 0.435 \cdot 8760 = 3810.60 \text{ кВт·ч.}$$

Поток электроэнергии на головном участке:

$$W_{г\text{у}} = P_{\text{макс г\text{у}}} \cdot T_{\text{ма}} + \Delta W_{н} + \Delta W_{хх} = 76.5 \cdot 3400 + 2863.50 + 3810.60 = 266774.10 \text{ кВт·ч.}$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{н\%} = (2863.50/266774.10) \cdot 100 = 1.07\%,$$

$$\Delta W_{хх\%} = (3810.60/266774.10) \cdot 100 = 1.43\%,$$

$$\Delta W_{а\%} = 1.07 + 1.43 = 2.50\%.$$

Вывод: при замене трансформаторов в сети на оптимальные номиналь-
ные мощности потери электроэнергии в схеме снижаются с 5.23 до 2.50%,

т.е. немногим более, чем в два раза. Рассчитанные оптимальные режимы работы сети (2.09 и 2.50% потерь) близки друг к другу.

Литература

1. Фурсанов М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: Тэхналогія, 2000.- 247 с.
2. Фурсанов М. И., Макаревич В.В. Об оптимальных уровнях потерь в электрических сетях 6...20 кВ // Энергосбережение. Электроснабжение. Автоматизация: Материалы науч.-техн. конф. – Гомель, 2001. – С. 27–29.
3. Фурсанов М. И., Макаревич В.В., Фурсанова В.М. Оптимальная нагрузка силовых трансформаторов // Актуальные проблемы электроэнергетики: Тез. докл. науч. конф. – Минск, 2001. – С. 7.
4. Фурсанов М. И., Макаревич В.В. Методика и программа построения оптимальной разомкнутой электрической сети // Новые математические методы и компьютерные технологии в проектировании, производстве и научных исследованиях: Тез. докл. науч. конф. – Гомель, 2001. – С. 198-199.

УДК 621.311.017

ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЕ РАСЧЕТЫ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-20 КВ

Фурсанов М. И.

*Белорусский национальный технический университет
Минск, Беларусь*

Детерминированные (позлементные) методы оценки потерь электроэнергии предназначены для определения величины технических потерь на участках распределительных линий (линейных и трансформаторных) и ориентированы на использование детализированной сетевой и режимной исходной информации. Для обеспечения качественныхazoleментных расчетов требуются режимные данные по одновременно снятым нагрузкам понижающих трансформаторных подстанций 6–20/0,38 кВ, что возможно только при оснащении всех ТП современными устройствами телемеханики.

В настоящее время из-за огромных финансовых затрат это практически невозможно, поэтому всеazoleментные методики расчета потерь в какой-то мере являются приближенными и базируются на тех или иных допущениях.