

УДК 621.316.1.017

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ФОРМЫ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ВДОЛЬ ДЛИНЫ ЛИНИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6–10 КВ

Болточко В.В.

Научный руководитель – ЖЕРКО О.А.

Нагрузочные потери электроэнергии ΔW зависят от изменения тока нагрузки во времени и могут с достаточной точностью быть рассчитаны по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (1)$$

где $I(t)$ – функция изменения тока в элементе электрической сети за время t ;

R – активное сопротивление элемента сети;

T – расчетный период.

Из формулы (1) видно, что для определения нагрузочных потерь электроэнергии необходимо знание графика нагрузки за расчетный период. Чем больше период, тем сложнее получить график нагрузки, поэтому на практике применяют способы позволяющие вычислять величину $\int_0^T I^2(t) dt$ за более короткие промежутки времени, а полу-

ченные результаты распространяют на весь расчетный период [1].

Применение приемлемых методов определения и оценки потерь электрической энергии в сетях 6–10 кВ представляет собой сложную задачу. Это объясняется отсутствием режимной информации по части сети.

В дипломном проекте «Сопоставительный анализ результатов расчета потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ, полученных путем графического интегрирования и методом эквивалентных сопротивлений» произведен расчет потерь электроэнергии методом графического интегрирования и методом эквивалентных сопротивлений за сутки по воздушной линии. В качестве топологической схемы выбрана сеть (рисунок 1).

Потери активной электроэнергии методом эквивалентных сопротивлений определялись по соотношению вида:

$$\sum_{t=1}^{24} \Delta P = \frac{\left(\sum_{t=1}^{24} P(t) \right)^2 + \left(\sum_{t=1}^{24} Q(t) \right)^2}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\phi}^2 R_{\Sigma}, \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети;

R_{Σ} – эквивалентное сопротивление участка сети;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{\frac{\int_0^T [P(t)]^2 dt}{T}}}{\frac{\int_0^T P(t) dt}{T}} = \frac{P_{\text{ср.кв}}}{P_{\text{ср}}},$$

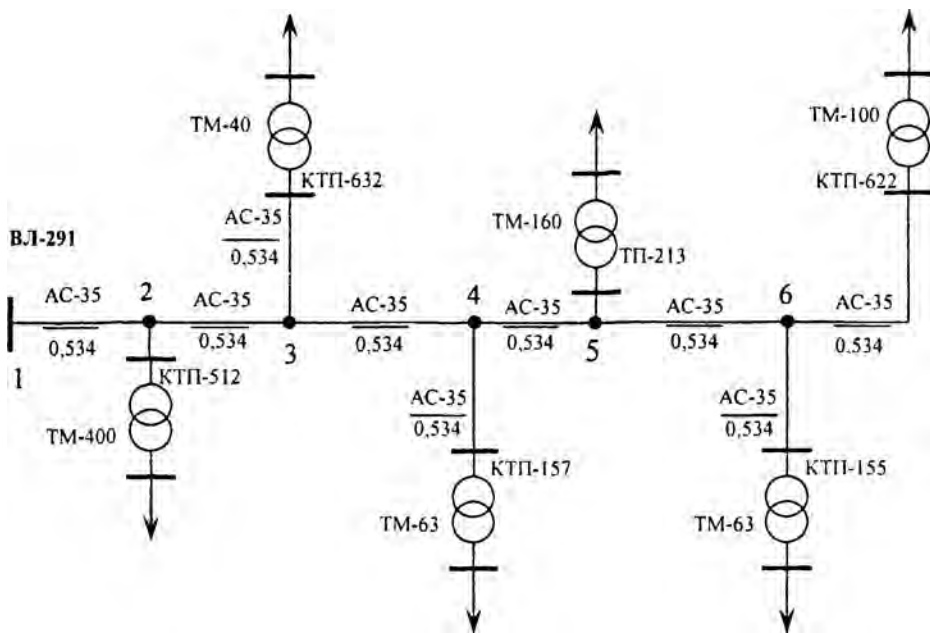


Рисунок 1. Схема электрической сети ВЛ-291

где $P(t)$ – изменение активной мощности во времени;

$P_{\text{ср.кв}}$ – среднеквадратичная активная нагрузка;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная нагрузка.

В таблице 1 представлены полученные результаты.

Таблица 1. Результаты расчетов потерь энергии методами графического интегрирования и эквивалентного сопротивления

Метод	Потери в ветвях (кВт·ч)		
	линейные	трансформаторные	суммарные
Графического интегрирования	4,035	93,269	97,304
Эквивалентных сопротивлений	3,97	108,069	112,039
Процентное отношение (%)	1,6	15,8	15,1

Графическое изменение потерь активной электроэнергии во времени двумя методами по всей ВЛ показано на рисунке 2.

При минимальных нагрузках потери, полученные методом эквивалентных сопротивлений в четыре раза меньше потерь полученных графическим интегрированием, а при максимальных нагрузках в два раза больше. По результатам расчета видно, что основная погрешность ложится на трансформаторные участки. Это объясняется тем, что коэффициент загрузки распределительных трансформаторов изменяется во времени в широких пределах. На основании этого в работе предполагается, что при реальных расчетах потерь энергии $k_{\text{ф}}$ должен изменяться вдоль длины линии. Проанализируем изменение $k_{\text{ф}}$ вдоль длины линии (для ВЛ-291), по полученным результатам составим таблицу 2.

На основе полученных результатов можно предположить, что с удалением от головного участка коэффициент $k_{\text{ф}}$ уменьшается, что связано с учетом холостого хода и учетом графиков нагрузки каждого потребителя. В нашем случае разница между значениями $k_{\text{ф}}$ головного и наиболее удаленного участков составила 3,4 %. Следовательно,

для уточнения величины ΔW в формуле (2), необходим ввод корректирующего коэффициента, учитывающего изменение k_ϕ вдоль линии. Предлагается введение коэффициента равного отношению количества линейных участков, которые питают два и более трансформатора, к числу трансформаторных участков.

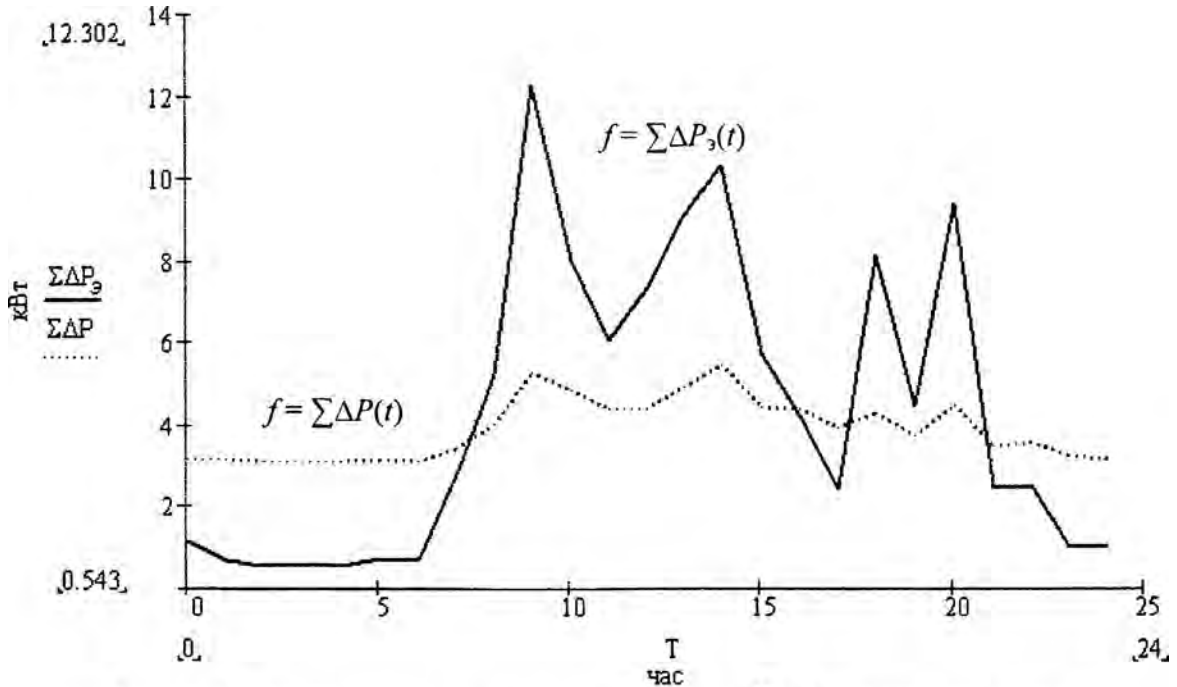


Рисунок 2. Изменение потерь электроэнергии за сутки: $\Sigma \Delta P$ – суммарные потери активной мощности методом графического интегрирования; $\Sigma \Delta P_3$ – суммарные потери активной мощности методом эквивалентных сопротивлений

Таблица 2. Изменения k_ϕ вдоль линии ВЛ-291

Участок	$P_{\text{ср кв}}$, кВт	$P_{\text{ср}}$, кВт	k_ϕ
1-2	144,627	129,821	1,114
2-3	86,315	78,254	1,103
3-4	74,215	67,407	1,101
4-5	62,153	56,227	1,105
5-6	36,585	33,992	1,076

Проверено предположение по ВЛ-291: отношение количества линейных участков к числу трансформаторных $\frac{5}{6} = 0,833$. Тогда уточненные потери электроэнергии по исследуемой ВЛ, полученные методом эквивалентных сопротивлений составят $112,039 \cdot 0,833 = 93,366$ кВт·ч. Процентная разница к эталонному (метод графического интегрирования) составила 4%. Результат получился более точный, на одиннадцать процентов от предыдущего расчета.

Исходными данными для проведенных исследований служит следующая исходная информация:

- топологическая и режимная информация по Ивацевичском РЭС;
- суточные графики по объектам Ивацевичского РЭС;
- каталоги проводов и трансформаторов.

Расчеты потерь электроэнергии производились с помощью системного комплекса «MathCAD».

Относительно проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- потери, полученные методом эквивалентных сопротивлений больше потерь полученных методом графического интегрирования на 15 %;
- коэффициент формы графика k_{ϕ} на головном участке ВЛ больше чем на остальных ветвях, максимальное отличие 3,4 %;
- предлагается введение корректирующего коэффициента в формулу (2) для уточнения k_{ϕ} и получения более точных результатов расчета методом эквивалентных сопротивлений.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
2. Жерко, О.А. Методическое пособие к курсовой работе по дисциплине «Автоматизация электрических сетей». – Минск: БНТУ, 2006. – 95 с.

УДК 621.3

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗВЕСТНЫХ СПОСОБОВ И УСТРОЙСТВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕМ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Высоцкая Т.В.

Научный руководитель – **МЫШКОВЕЦ Е.В.**

Современная энергосистема имеет сложно-замкнутые электрические сети с номинальными напряжениями 110–750 кВ. Такие сети, содержащие несколько номинальных напряжений, характеризуются высокой степенью неоднородности. В них естественное распределение мощностей значительно отличается от экономичного, соответствующего минимуму потерь мощности.

Для оптимизации режима в замкнутых неоднородных сетях могут быть применены следующие способы: управление генерацией на электростанциях, размыкание сетей в оптимальных местах, применение различных компенсирующих и регулирующих устройств.

В качестве критерия оптимального распределения активных мощностей между тепловыми электростанциями принимается минимальное значение суммарного расхода топлива в энергосистеме при соблюдении баланса мощности. Основным достоинством данного метода является то, что он не требует дополнительных капиталовложений. Однако такой способ управления потоками мощности позволяет оптимизировать потоко-распределение только для сети в целом, при этом в отдельных замкнутых контурах оно может не соответствовать минимуму потерь мощности. За счет генераторов электрических станций могут быть осуществлены также покрытие реактивных нагрузок потребителей и компенсация потоков реактивной мощности в элементах электрической сети. Однако выдача или потребление реактивной мощности генераторами в значительной степени ограничена режимом активной мощности.

К наиболее простым способам управления потоками мощности относится частичное размыкание сети. Для нахождения наиболее выгодных точек деления исследуемую схему сети принимают за однородную. Поскольку при экономичном распределении мощности пропорциональны активным сопротивлениям, расчетную схему составляют только с активными нагрузками подстанций и активными сопротивлениями. Потоко-