

П.Ю. Красовский

(Украина, Днепропетровск, Национальный горный университет)

КЛАССИФИКАЦИЯ И РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

В электрических сетях должен соблюдаться баланс электроэнергии, который включает поступление энергии от магистральных ЛЭП, отпуск ее потребителям, потери при транспортировке по линиям электропередачи, потери при преобразовании в силовых трансформаторах, расход энергии на производственную и хозяйственную деятельность объектов электрических сетей.

В последнее время в силу ряда причин, как технических, так и экономических, потери электроэнергии в отдельных распределительных сетях являются довольно существенными, – и это не смотря на общее снижение электропотребления [1]. В новых экономических условиях за счет ограниченности энергоресурсов в Украине, а также приватизации отдельных энергетических объектов потери электроэнергии превратились с обычного отчетного показателя в один из рычагов управления экономической эффективностью работы предприятий энергетической отрасли. Среди объектов, где наблюдаются чрезмерные потери мощности и электроэнергии, распределительные электрические сети ранее не привлекали особого внимания.

Целью настоящей статьи является выделение, оценка составляющих и изложение основных принципов расчета электрических потерь в распределительных сетях.

Проблема разработки и внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии требует проведения их всестороннего анализа и структурирования во времени с целью нахождения первопричин и определение наиболее эффективных направлений выхода из сложившейся ситуации.

Потери электроэнергии можно условно поделить на технологические и коммерческие [2]. Структура их представлена на рис. 1. Технологические потери обусловлены технологией производственного процесса передачи электроэнергии по сетям и учета ее поступления и отпуска. Коммерческие потери есть разностью между фактическими потерями и рассчитанными технологическими потерями:

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{отп}}) - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{ком}}$ – коммерческие потери; $W_{\text{пост}}$ – электроэнергия, которая поступила в электрическую сеть; $W_{\text{отп}}$ – электроэнергия, которая была отпущена потребителям; $W_{\text{техн}} = \Delta W_m + \Delta W_{\text{сн}} + \Delta W_o$ – технологические потери, которые состоят из технических потерь в элементах сети ΔW_m , затрат электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{сн}}$, электроэнергии, недоучет которой обуслов-

лен инструментальными погрешностями ее измерения ΔW_o .



Рис. 1. Структура потерь в распределительных сетях

Учитывая сущность коммерческих потерь прямое их определение, даже приближенно, не представляется возможным, или связано со значительными капиталовложениями. С другой стороны, технологические потери, при условии соответствующего информационного обеспечения, могут быть определены достаточно, а это дает возможность опосредствованно анализировать и коммерческую составляющую.

Очевидно, что путем соответствующей обработки телеизмерений параметров режима распределительных сетей можно контролировать изменение потерь в реальном времени. Если есть высокоточные измерения напряжения и тока в элементах электрических сетей, потери энергии можно определить как разность:

$$\Delta W_m(k) = \sqrt{3}[U_n(k)I_n(k)\cos\varphi_n(k) - U_k(k)I_k(k)\cos\varphi_k(k)]T, \quad (2)$$

где $U_n(k)$, $I_n(k)$, $\cos\varphi_n(k)$ – k -й замер напряжения, тока и коэффициента мощности в начале ветви ЭС; $U_k(k)$, $I_k(k)$, $\cos\varphi_k(k)$ – k -й замер соответствующих параметров в конце ветви ЭС; $T = t_k - t_{k-1}$, t_k – момент времени k -го замера.

На практике уровень оснащённости распределительных сетей средствами телеметрии зачастую не позволяет воспользоваться прямым методом определения технических потерь электроэнергии (2). Особенно это относится к нагрузочным потерям, поскольку их значения имеют стохастический характер.

В зависимости от полноты информации о загрузке элементов электрической сети за отчетный период для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы [3].

1. Методы поэлементных расчетов, которые используют формулу

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (3)$$

где k – количество элементов сети; Δt – интервал времени между последовательными замерами загрузки элементов; T – длительность отчетного периода времени; $n = T/\Delta t$ – количество интервалов; I_{ij} – среднее значение тока i -го элемента с сопротивлением R_i на j -ом интервале времени.

2. Методы характерных режимов, которые используют формулу

$$\Delta W_n = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (4)$$

где ΔP_j – нагрузочные потери мощности в сети в j -м режиме продолжительностью t_j часов; l – количество режимов.

3. Методы характерных суток, которые используют формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^{\partial} D_{eki}, \quad (5)$$

где m – количество характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, вычисленные по известным графикам в узлах сети, составляют ΔW_{ni}^{∂} ; D_{eki} – эквивалентная продолжительность в год i -го характерного графика (количество суток).

4. Методы, в которых используют количество часов максимальных потерь τ :

$$\Delta W_n = \Delta P_{max} \tau, \quad (6)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

5. Методы средних нагрузок:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} k_{\phi}^2 T, \quad (7)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или сети в целом) за время T ; k_{ϕ} – коэффициент формы графика мощности или тока.

6. Статистические методы, которые используют регрессионные зависимости потерь электроэнергии от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей.

Методы 1-5 предусматривают проведение электрических расчетов сети

при заданных значениях параметров схемы и нагрузок. Эти методы называют схемотехническими.

Статистические методы не предусматривают электрического расчета сети. При их использовании потери электроэнергии вычисляют на основании устойчивых статистических зависимостей потерь от обобщенных параметров сети, например суммарной нагрузки, суммарной длины линий, количества подстанций, и тому подобное. Сами же зависимости получают на основании статистической обработки определенного количества схемотехнических расчетов, для каждого из которых известны рассчитанное значение потерь и значения факторов, связь с которыми устанавливается.

Статистические методы используют для оценки суммарных потерь в сети. Они не позволяют сформировать конкретных мероприятий по снижению потерь. Они используются при расчетах и анализе потерь в сетях, где не внедрена автоматизированная система управления, отсутствует база данных их схем и не организовано периодическое пополнение данных о параметрах их режима. На данном этапе к таким сетям можно частично отнести распределительные сети 10 кВ и полностью сети 0,38 кВ.

В методах расчета, послуживших основой для оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях, используются приемы числовой обработки данных. Интегрирование непрерывных графиков нагрузок эквивалентных потребителей электроэнергии осуществляется с использованием методов дискретной обработки. В соответствии с чем определяются все зависимые величины.

Величины τ и k_ϕ , которые характеризуют форму графика отпуска электроэнергии (нагрузки) и используются в (1) и (7), определяются следующим образом [3]. Известно, что количество часов максимальных потерь определяется по формуле:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T, \quad (8)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика, который характеризует относительное число часов использования максимальной нагрузки.

Для определения потерь электроэнергии по формулам (3) или (7) достаточно определить одну из величин τ или k_ϕ . Другую можно определить из уравнения связи (8). Как правило, в первую очередь определяют k_ϕ .

На сегодня известен ряд методов определения коэффициента формы графика нагрузки отдельного или эквивалентного потребителя электроэнергии [3]. В данной работе используется совокупность методов, которая по результатам практических исследований дает наилучшие результаты для сетей 150-0,38 кВ:

$$\text{если } \lambda < 1, \quad \text{то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2 ;$$

$$\text{если } \lambda \geq 1, \quad \text{то} \quad k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2}, \quad (9)$$

где $\lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}$, $k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}$.

Таким образом, для определения потерь электроэнергии за период T необходима информация о минимальной и максимальной нагрузке сети, а также количество отпущенной (потребленной) электроэнергии за этот же период.

Выводы

1. В новых экономических условиях потери электроэнергии превратились с обычного отчетного показателя в один из рычагов управления экономической эффективностью работы предприятий энергетической отрасли.

2. Для оценки потерь электроэнергии в распределительных сетях используются схемотехнические методы в различных их комбинациях. При этом исходят из того, что последовательность вычислительных операций с заданным набором исходных параметров должна приводить к конкретному численному результату.

3. Для определения потерь электроэнергии за период T необходима информация о минимальной и максимальной нагрузке сети, а также количество отпущенной (потребленной) электроэнергии за этот же период.

Список литературы

1. Дерзский В.Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго // Энергетика и Электрификация. -2002. - №4.-С. 18-22.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергетик. - 2003. - №2. -С. 29-33.
3. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. — М: СПО «Союзтехэнерго», 1987.