

УДК 621.311

**В. М. Кутин, д. т. н., проф.; В. В. Кулик, к. т. н., доц.; Д. С. Пискляров;
Е. В. Лонская**

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10(6) кВ

Предложены новые подходы повышения эффективности методов расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 10(6) кВ в условиях частично неопределенной исходной информации, а именно: разработаны методы определения коэффициента формы графика групповой нагрузки и оценки наблюдаемости распределительных электрических сетей для задач расчета потерь. Показана реализация алгоритма оценки наблюдаемости в контексте решения проблемы внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в распределительных электрических сетях средствами программного комплекса "ВТРАТИ-110-0,4".

Ключевые слова: *распределительные электрические сети, потери электроэнергии, наблюдаемость, неопределенность исходной информации, оценка вероятности, коэффициент формы графика совокупной нагрузки, нечеткие множества, автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии*

Введение

Высокие мировые цены на такое первичное топливо как: газ, нефть и уголь – предопределяют усиление контроля в Украине за эффективностью производства, транспортировки и потребления электроэнергии, на производство которой идет львиная доля отмеченных энергоносителей.

Как известно, одним из главных показателей эффективности использования электроэнергии являются технологические расходы на ее транспортировку от источника питания к потребителю. Детализированный анализ [1] фактических расходов электроэнергии в Украине на протяжении последних лет свидетельствует об их высоком уровне по сравнению со странами Западной Европы. Особенно это касается распределительных сетей напряжением 10(6) кВ.

Одной из главных причин высоких потерь электроэнергии является низкая эффективность мероприятий по их снижению, что, в свою очередь, обусловлено низким уровнем автоматизации контроля и управления режимом электрических сетей данного класса напряжения. Учитывая высокий уровень развития современной вычислительной техники и внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) в распределительных сетях, появилась возможность, во-первых, использовать базы данных этой системы учета в задачах определения потерь электроэнергии [2], во-вторых, интегрировать ее с автоматизированной системой диспетчерского управления [3].

Постановка проблемы

Основной оценкой эффективности использования АСКУЭ в распределительных электрических сетях 10(6) кВ является увеличение прибылей энергоснабженческих компаний Π за счет уменьшения отчетных технологических расходов электроэнергии при условии минимума задействованных капиталовложений K .

Целевая функция:

$$\Pi = f(\delta W_{\text{тех}}, O) \rightarrow \max \quad (1)$$

при условии

$$K \rightarrow \min, \quad (2)$$

где δW_{mex} – ожидаемое уменьшение технических потерь электроэнергии за счет внедрения мероприятий;

O – уровень оплаты за употребленную электроэнергию.

Значение ожидаемого уменьшения потерь электроэнергии определяется соответственно [4]:

$$\delta W_{mex} = \left(1 - \frac{\Delta_{II}}{50}\right) \cdot (\Delta W_{mex1} - \Delta W_{mex2}),$$

где ΔW_{mex1} – значение технических потерь электроэнергии до проведения оптимизационных мероприятий; ΔW_{mex2} – значение технических потерь электроэнергии после проведения оптимизационных мероприятий; Δ_{II} – относительное значение среднеквадратической погрешности метода расчета потерь электроэнергии.

Решение целевой функции (1) без ограничения (2) будет предусматривать установление средств учета АСКУЭ на всех ТП-10/0,4 кВ, которые в автоматизированном режиме передают данные каналами связи к устройству сбора и передачи данных (рис. 1).

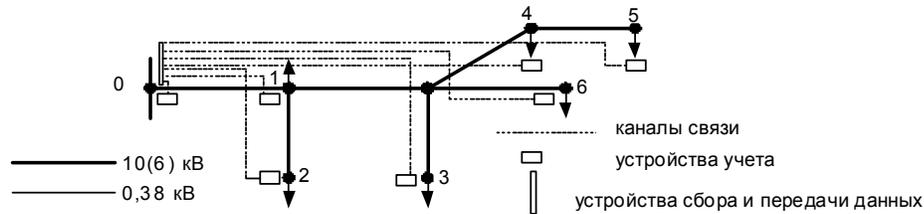


Рис. 1. Реализация средств АСКУЭ в распределительных сетях 10(6) кВ

Учитывая значительное количество узлов нагрузки, АСКУЭ в распределительных электрических сетях 10(6) кВ не могут обеспечить полной их наблюдаемости. Организация телеинформационной системы для всех трансформаторных подстанций (ТП) 10(6) /0,4 кВ является нецелесообразной, учитывая рентабельность и сроки окупаемости. Таким образом, проблема идентификации режимов ЭМ 10(6) кВ и потерь электроэнергии в них при условиях частичной неопределенности исходной информации остается актуальной и после внедрения АСКУЭ.

Поэтому данная статья посвящена разработке: метода идентификации режимных параметров в нетелеизмерительных узлах нагрузки, метода оценки наблюдаемости распределительных электрических сетей 10(6) кВ в задачах расчета переменных (нагружающих) потерь электроэнергии.

Метод идентификации коэффициентов формы графика групповой нагрузки

Метод идентификации режимных параметров в нетелеизмерительных ТП-10(6) /0,4 кВ, предложенный в данной статье, позволяет средствами нечетких множественных чисел оценить значение коэффициента формы графика нагрузки в задачах расчета переменных потерь электроэнергии.

Как известно из [4], потери электроэнергии состоят из условно постоянных потерь (потери на холостой ход распределительных трансформаторов) и переменных потерь в оборудовании (потери, которые определяются значением тока нагрузки). Наиболее точное значение переменных потерь электроэнергии за промежуток времени j можно получить за методом поэлементного расчета:

$$\Delta W_{Hj} = \sum_{i=1}^n \frac{(S_{Hi} \cdot k_{zi} \cdot \cos \varphi_i)^2 + (S_{Hi} \cdot k_{zi} \cdot \sin \varphi_i)^2}{U_i^2} \cdot R_i \cdot t_j \cdot k_{\varphi i}^2, \quad (3)$$

где ΔW_{Hj} – переменные потери электроэнергии в сети, которая состоит из n элементов, за j -
Наукoвi працi ВНТУ, 2008, № 3

тий промежуток времени; S_{Hi} – номинальная мощность i -того трансформатора; k_{zi} – коэффициент загрузки i -того трансформатора; $\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности на шинах высокой стороны i -того трансформатора; R_i – активное сопротивление i -того элемента ЭМ; t_j – длительность расчетного периода; U_i – узловое значение напряжения; $k_{\phi i}$ – коэффициент формы графика нагрузки i -того элемента ЭМ.

Коэффициент формы графика для большинства реальных потребителей $k_{\phi i}$ изменяется в интервале [1,0 1,15]. Задав шаг изменения коэффициента 0,015, получен ряд возможных значений коэффициента формы графика индивидуального потребителя:

$$K_{\phi} = \{1; 1,015; 1,03; 1,045; 1,06; 1,075; 1,09; 1,105; 1,12; 1,135; 1,15\}.$$

Для идентификации коэффициента формы графика нагрузки отдельной ТП-10(6) /0,4 используется следующее представление классов потребителей 10(6) кВ:

$$\tilde{k}_{min_cn} = \left(\frac{k_{\phi i}}{\mu_{k_{\phi i}}}, i = \overline{1, n} \right), \quad (4)$$

где $k_{\phi i}$ – коэффициент формы графика индивидуального потребителя, то есть элемент вектора K_{ϕ} ; $\mu_{k_{\phi i}}$ – значение функции принадлежности коэффициента формы $k_{\phi i}$ соответствующему классу потребителей.

Ниже в соответствии с (4), предложены следующие классы потребителей [5]:

1. Бытовой потребитель (БП). К данному классу относятся потребители со значительным коэффициентом неравномерности графика нагрузки. К нему можно отнести ТП-10(6) /0,4 кВ, которые питают жилые дома и здания общего пользования:

$$\tilde{k}_{nc} = \left(\frac{1,135}{0,15}, \frac{1,15}{1} \right);$$

2. Смешанный потребитель с подавляющей частью БП (СБП). К указанному классу принадлежат подстанции, больше 80% электроэнергии которых отпускается бытовым потребителям:

$$\tilde{k}_{znc} = \left(\frac{1,105}{0,15}, \frac{1,12}{1,0}, \frac{1,135}{0,15} \right);$$

3. Промышленный потребитель типа 1 (ПП_1). Под данным классом будем понимать промышленного потребителя с двусменной организацией работы:

$$\tilde{k}_{nc_1} = \left(\frac{1,075}{0,15}, \frac{1,09}{1,0}, \frac{1,105}{0,15} \right);$$

4. Смешанный потребитель с подавляющей частью ПП_1 (СПП_1). Под данным классом будем понимать ТП, больше 80% потребления которых составляет промышленное потребление с двусменной организацией работы:

$$\tilde{k}_{zcn_1} = \left(\frac{1,045}{0,15}, \frac{1,06}{1,0}, \frac{1,075}{0,15} \right);$$

5. Промышленный потребитель типа 2 (ПП_2). К данному классу относятся промышленные потребители с трехсменной организацией работы:

$$\tilde{k}_{nc_2} = \left(\frac{1}{1,0}, \frac{1,015}{0,15} \right);$$

6. Смешанный потребитель с подавляющей частью ПП_2 (СПП_2). К данному классу относятся ТП, больше 80% потребления которых составляют промышленные потребители с

трехсменной организацией работы. К таким можно отнести ТП-10(6) /0,4 кВ, к которым присоединены насосные станции, районные или городские теплоцентрали и тому подобное:

$$\tilde{k}_{зсн-2} = \left(\frac{1,015}{0,15}, \frac{1,03}{1,0}, \frac{1,045}{0,15} \right).$$

В результате расчета коэффициент формы графика групповой нагрузки будет равен пересечению нечетких множеств чисел, которые представляют один из предложенных термов для каждого ТП-10(6) /0,4:

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n}, \quad (5)$$

где n – количество ТП-10(6) /0,4 кВ, к которым электроэнергия передается по заданному участку ЭМ 10(6) кВ. Операции пересечения нечетких значений коэффициентов форм графиков отдельных ТП, по Заде [6], будет соответствовать операция нахождения максимума.

Для учета отличия средних нагрузок отдельных ТП-10(6)/0,4 предлагается использовать весовые коэффициенты $k_{ei}, i = \overline{1, n}$. Таким образом, выражение (5) будет иметь следующий вид:

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} \cdot k_{e1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} \cdot k_{e2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n} \cdot k_{en}. \quad (6)$$

Учитывая отсутствие информации относительно коэффициентов загрузки распределительных трансформаторов отдельных ТП-10(6)/0,4, весовые коэффициенты из (6) определяются в виде отношения нагрузки отдельного ТП W_j к суммарной нагрузке W_{Σ} :

$$k_{ej} = \frac{W_j}{W_{\Sigma}}.$$

Завершающей стадией идентификации коэффициента формы графика групповой нагрузки является операция дефазификации нечеткого значения последнего. В данной статье предлагается использовать метод „центра тяжести”, который выделяется среди прочих большей точностью:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi_i} \cdot \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}.$$

Метод оценки вероятности расчетных значений переменных потерь электроэнергии с заранее заданной погрешностью

Переменный характер нагрузочных потерь в соответствии с (3) обусловлен изменяемостью таких показателей режима как: коэффициенты загрузки (k_z), мощности ($\cos \phi$) формы графика нагрузки и значения напряжения в центре питания ($U_{ЦЖ}$). Под центром питания понимаются шины 10(6) кВ понижающих подстанций 110 и 35 кВ.

Предложенный метод оценки существующего уровня наблюдаемости отдельных фидеров 10(6) кВ базируется на анализе чувствительности вероятности точного определения переменных потерь при неполной информации о коэффициентах загрузки распределительных трансформаторов, напряжений в центрах питания и форм графиков нагрузки. Для определения вероятности точного расчета потерь электроэнергии решается обратная задача – определение среднеквадратической погрешности $\Delta_{П}$ по рассчитанным границам интервала неопределенности потерь электроэнергии, которая соответствует

заданной вероятности нахождения реальных потерь ΔW_p в пределах данного интервала [6]:

$$\Delta_{II} = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p.min})}{3 \cdot \Delta W_p}, \quad (7)$$

где ΔW_p – расчетное фактическое значение переменных потерь электроэнергии, которое определяется по данным режимных замеров; $\Delta W_{p.min}$ – расчетное минимальное значение переменных потерь электроэнергии.

Используя рассчитанные значения, появляется возможность оценить вероятность расчета переменных потерь электроэнергии с нужной, заранее заданной точностью Δ_{II3} (например 5%). Для этого необходимо определить расчетное значение параметра, который показывает, какому количеству интервалов Δ_{II} соответствует заданный интервал и какой вероятности это соответствует:

$$t_p = \frac{\Delta_{II3}}{\Delta_{II}}. \quad (8)$$

По рассчитанным значениям, используя соответствующие табличные значения интегралов Лапласа, определяют вероятность расчета переменных потерь электроэнергии с заданной точностью, которая характеризует качество проведенных вычислений.

В данной работе предлагается аппроксимировать данные, приведенные в таблице в [8], для определения вероятности расчета потерь электроэнергии с заранее заданной погрешностью по значению параметра t_p полиномом 5-го порядка следующего вида:

$$p_i = (0,0001 + 0,3953 \cdot t + 0,0201 \cdot t^2 - 0,1073 \cdot t^3 + 0,037 \cdot t^4 - 0,004 \cdot t^5) \cdot 2. \quad (9)$$

Для формирования информационной инфраструктуры, которая обеспечит заданную точность расчета переменных потерь электроэнергии как составляющей баланса, в качестве критерия оптимума можно воспользоваться интегральной величиной достоверности определения потерь, которое характеризует вероятность расчета W с заданной точностью для перечня характерных периодов работы (режимов) ЭС. Рассматривая достижение заданной точности определения потерь в m отдельных характерных режимах ЭС как независимые события, вероятность того, что они будут иметь место одновременно, можно оценить как произведение вероятностей достижения заданной точности в отдельных режимах, то есть:

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i. \quad (10)$$

Рассчитанный таким образом показатель эффективности расстановки телеизмерительной аппаратуры однозначно характеризует качество информационной подсистемы сети 10(6) кВ, а его чувствительность может корректироваться за счет изменения количества характерных режимов m , которые рассматриваются.

Таким образом, оценка показателя наблюдаемости сетей 10(6) кВ для задач определения потерь электроэнергии сводится к решению задачи нелинейной оптимизации с ограничениями в виде равенств и неравенств. В результате данной оптимизации появляется необходимость решения систем с большим количеством уравнений с помощью известных итерационными методами. Из [8] известно, что итерационных методов расчета режимов разомкнутых сетей, которыми являются сети 10(6) кВ, характеризуются расходимостью процесса расчета. При таких условиях авторами предлагается определять коэффициенты загрузки распределительных трансформаторов 10(6)/0,4 кВ, которые соответствуют минимальному значению потерь по упрощенной схеме, которая требует предварительного в эквивалентировании сетей к радиальному виду и учета ограничений, налагающихся на

значения коэффициента загрузки $k_s = [0,1 \ 0,8]$ в виде неравенств, с помощью итерационного процесса. В результате проведения вышеупомянутых преобразований коэффициенты загрузки для минимального значения переменных потерь электроэнергии можно определить по следующей формуле:

$$k_{i0} = \frac{(P_{надх} - \Delta P_{розр})}{P_{Hi} \cdot \left[\sum_{j=1}^n \frac{U_{ja}^2 \cdot r_{0i}}{r_{0j}} \right]} \cdot U_{ia}^2, \quad (11)$$

где k_{i0} – коэффициент загрузки i -того трансформатора, значение которого соответствует $\Delta W_{p.min}$; $P_{надх}$ – среднее значение активной мощности, которая поступает на головной участок фидера 10(6) кВ; ΔP – расчетное значение потерь активной мощности, которое определяется в процессе эквивалентирования радиально-магистральных сетей к радиальному виду; P_{Hi} – номинальная активная мощность i -того трансформатора; U_j – напряжение в j -ом узле ($j = \overline{1, n}$), равно $U_j = 11,5 - \Delta U_{0j}$; r_{0i} – активное сопротивление участка ($0 - i$).

Значение 11,5 кВ в формуле (7) соответствует максимальному значению напряжения центра питания, которое обеспечивает минимум переменных потерь электроэнергии в сети 10(6) кВ.

Значения минимальных потерь электроэнергии определяются в соответствии с выражениями (7) – (10) и разработанного метода идентификации коэффициента формы графика групповой нагрузки:

$$\Delta W_{p.min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p.mini} \cdot k_{\phi.min \Sigma P}^2) \cdot T,$$

где $\Delta P_{p.mini}$ – минимальное значение потерь активной мощности на i -ом участке, которое определяется соответственно за выражением (3) с учетом выражения (11).

Приведенный на рис. 2 алгоритм реализуется в программном комплексе расчета и анализа потерь электроэнергии "ВТРАТИ-10-0,4" в виде отдельного программного модуля [9]. С учетом указанного блока анализа достоверности, последовательность расчета режима ЭС и определения потерь электроэнергии в АСКУЭ для заданного часового среза будет иметь следующий вид (рис. 2):



Рис. 2. Последовательность определения потерь электроэнергии в АСКУЭ

Результаты работы проигранного модуля изображены на рис. 3.

Результаты оценки достоверности вычисления потерь							
	Шины п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	W _{вдп} , кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	60.52	±17.31
5	Сигнал	Ф-6	13676.91	601.35	4.40	95.84	± 7.36
6	Сигнал	Ф-8	14710.14	415.40	2.82	88.04	± 9.45
7	Сигнал	Ф-10	10715.24	1122.93	10.48	99.80	± 4.21
8	Сигнал	Ф-12	20620.47	692.48	3.36	99.90	± 3.63
9	Сигнал	Ф-20	3911.14	239.48	6.12	96.18	± 7.25
10	Сигнал	Ф-22	28827.36	1738.41	6.03	95.63	± 7.43
11	Сигнал	Ф-26	30288.72	1080.34	3.57	81.26	±11.49
12	Глухівці	в цілому	52696.87	2723.34	5.17	76.71	±12.80
13	Глухівці	Ф-4	9473.85	220.80	2.33	48.99	±21.02

Рис. 3. Результаты оценки достоверности расчетных потерь электроэнергии в сетях 10(6) -0.4 кВ

Выводы

1. Показано, что одним из определяющих факторов неэффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 10(6) кВ является низкий уровень автоматизации контроля и управления их режимами. Единственным путем решения данной проблемы является внедрение АСКУЭ в этих сетях.

2. Учитывая невозможность одновременного установления средств учета АСКУЭ на всех ТП-10(6) /0,4 кВ разработан метод расчета коэффициентов формы графика нагрузки на основе теории нечетких множеств чисел, который позволяет проводить их расчет, используя лишь экспертную информацию.

3. Для эффективного внедрения АСКУЭ предложен метод оценки вероятности расчета переменных потерь электроэнергии с заранее заданной точностью, который можно

использовать для электрических сетей с частично неопределенной исходной информацией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ работы энергоснабженческих компаний относительно расчетов потребителей за электроэнергию в 2007 году и снижение ТВЕ в январе-ноябре 2007 года / [Новости от Минтопливэнерго Украины, ВЕР и ВЕК] // Новости энергетики. – 2008. – №2. – С. 7 – 9.
2. Лежнюк П. Д. Особенности расчета потерь электроэнергии в сетях 0.38 кВ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вестник Винницкого политехнического института – 2005. – №3. – С. 43 – 50.
3. Говоров Ф.П., Говоров В.Ф. Повышение уровня автоматизации управления распределительными электрическими сетями как фактор ресурсо- и энергосбережения // Энергетика и электрификация. – 2004. – №9. – С. 12 – 17.
4. Методические указания из анализа технологических расходов электроэнергии и выбора мероприятий по их снижению: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Министерством топлива и энергетики Украины 09.06.2004: Срок действия установлен с 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с.
5. Орлов И. Н. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии /7-ое изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
6. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – Москва: Горячая линия – Телезапятьх, 2007. – 284 с.
7. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.
8. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера. – К.: Техника, 1975. – 765 с.
9. Лежнюк П. Д. Визначення і аналіз втрат електроенергії в розподільчих мережах / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 88 с.

Кутин Василий Михайлович – д. т. н., профессор кафедры электрических станций и систем.

Кулик Владимир Владимирович – к. т. н., доцент кафедры электрических станций и систем.

Пискляров Дмитрий Сергеевич – аспирант кафедры электрических станций и систем.

Лонская Елена Владимировна – магистрант кафедры электрических станций и систем.
Винницкий национальный технический университет.