

УДК 621.316.1.017

А.А. ОЗЕРЯНСКИЙ, канд. техн. наук, А.А. БИЛЫК (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА "ИНФОРМАЦИЯ-ПОГРЕШНОСТЬ" ДЛЯ ЗАДАЧ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Представленная система связывает в односторонних соотношениях степень информационного сопровождения режимов использования распределительных сетей и значения технологических потерь электроэнергии, в т.ч. с погрешностями для всех возможных уровней загрузки. Системность представляется в разделении по информативности на градации и прямом представлении приростов погрешности в каждой градации.

В большинстве работ, относящихся к проблеме "надзвичайно високих технологічних витрат електроенергії на її передачу в Україні" [1], отмечается, что для отечественной практики определения технологических потерь электроэнергии (ТПЭ) характерны две взаимосвязанные особенности. Это использование относительно малого количества обслуживающего персонала и низкий уровень применения контрольно-измерительной аппаратуры. Как результат – в методиках расчета предлагается использовать показатели с малой степенью достоверности [2]. В связи с этим возникает вопрос: начиная с какого уровня недостоверность измерений становится препятствием (возможно, непреодолимым) для получения объективных данных о величине ТПЭ?

Приведенные в статье результаты являются попыткой дать на него ответ. С этой целью предлагается использовать информационно-аналитическую систему "информация-погрешность" (далее – система "ИП"), где на базе детального сравнительного анализа обоснованы выводы о влиянии объема измеренной информации на величину погрешности расчетов ТПЭ. Системность в "ИП" при этом обеспечивается такими основными признаками:

- по степени информативности, конкретно по количеству и достоверности измеряемых величин, проведено разделение на существенно различаемые градации;

- для каждой градации обоснованы необходимые показатели, каждый из которых состоит из двух составляющих – показателя предыдущей градации и прироста, появившегося при переходе к новой. Именно наличие последней составляющей позволяет проанализировать целесообразность перехода, например, по экономическим соображениям;

- переходы между градациями в методическом отношении представлены в форме общей взаимосвязи, "шаг за шагом", когда последующие результаты проистекают из предыдущих.

Полная детализация системы "ИП" приведена ниже. Забегая вперед, можно отметить один из основных результатов её использования – для существующей практики информационного обеспечения распределительных сетей (РС) в Украине погрешность определения ТПЭ в РС в большинстве случаев только из-за низкого уровня по данному критерию может значительно увеличиться (в 8-10).

Комплекс ограничений. Комплекс условий и предпосылок, ограничивающих использование предложенной системы "ИП", кратко можно определить в виде нижеприведенного перечня:

1. Обязательность использования детерминированных методов расчета для определения потерь и, в соответствии с этим, наличие графиков нагрузки (ГН) и моделирование РС по этим графикам.

2. Применение упрощенных формул определения ТПЭ {в литературе [3] их называют эмпирическими, отраслевыми, часовыми или получившими "широкое распространение на практике" (не добавляя, однако, приставки об отечественной практике)} не предполагается из-за недопустимо больших погрешностей.

3. По полноте информационного обеспечения в системе "ИП" предусматривается оценка по двум критериям – по количеству измеряемых параметров. Разделение здесь проводится по наличию или отсутствию величины максимальной, P_{max} , или максимальной и минимальной, P_{max} и P_{min} , мощностей на входе РС (причем, способ получения каждого из параметров и, соответственно, точность измерения являются самостоятельными вопросами и в данном случае не учитываются, констатируется лишь факт наличия), а также по частоте отбора информации. В соответствии с данными признаками по уровню информативности в качестве самостоятельных можно выделить пять градаций (табл. 1).

4. По критерию достаточности (недостаточности) частоты измерений оценка не проводится;

Таблиця 1

Наименование	Измеряемые параметры	Частота измерений	Сокращение
ноль-информация	--	--	"0"-inform
минимальная информация	P_{max}	недостаточно часто	min-inform
неполная информация	P_{max} и P_{min}	недостаточно часто	nf-inform
достаточная информация	P_{max}	достаточно часто	fl-inform
полная информация	P_{max} и P_{min}	достаточно часто	max-inform

можно использовать уже полученный в [4] результат "...чтобы погрешность расчетной нагрузки не превышала 10%. ... необходимо проводить измерения более 25 раз".

5. Для оценки степени загрузки сетей в системе "ИП" использованы соотношения между двумя базовыми коэффициентами:

$$\sigma_{av} = P_{av} / P_{max}, \quad \sigma_{min} = P_{min} / P_{max}$$

где $P_{av} = W_{del} / T_Y$, здесь P_{av} и W_{del} – значение, соответственно, средней мощности и количества энергии, переданной через сеть (сети) за расчетный период T_Y . С учетом упомянутых коэффициентов выделены графики нагрузки, ГН, с неполной, $\sigma_{av} < 0.5$, и заполненной, $\sigma_{av} > 0.5$, загрузкой за период и внутренними ($\sigma_{min} = 0.25\sigma_{av}, 0.5\sigma_{av}, 0.75\sigma_{av}$) уровнями заполнения ГН. По указанным критериям практически все физически возможные режимы использования РС могут быть сведены к ($7 \cdot 3 = 21$) сочетаниям, приведенным в табл. 2.

Таблиця 2

σ_{min}	σ_{av}						
	0.15	0.3	0.45	0.5	0.6	0.75	0.9
$0.25\sigma_{av}$	0.0375	0.075	0.11	0.125	0.15	0.19	0.225
$0.5\sigma_{av}$	0.075	0.15	0.22	0.25	0.3	0.375	0.475
$0.75\sigma_{av}$	0.112	0.225	0.33	0.375	0.45	0.56	0.675

Обоснование возможных отклонений (от \div до и в процентах) определения ТПЭ для первых трех градаций и сравнительный анализ полученных результатов являются одними из главных целей настоящей работы.

6. Предусматривается, что отдельные расчетные величины P_{min} и P_{max} получаются в результате интеграции количества энергии между ближайшими измерениями, и уже из последних выделены наибольшее P_{max} и наименьшее P_{min} значения. Т.е. последние не измеряются, а рассчитываются. Это объясняет и выбор в системе "ИП" в качестве измерительных средств счетчиков энер-

гии, а не мощности. Без отдельного обоснования использован вывод о том, что все промежуточные значения в ГН принимаются, если в расчетном периоде они покрывают не меньше одной двенадцатой части периода. Использован переход к монотонно изменяющимся универсальным графикам по продолжительности [3].

7. Максимальный, $A_{x \uparrow}$, и минимальный, $A_{x \downarrow}$, параметры, например ТПЭ, для каждой x -овой градации принимаются как результаты такого построения ГН, при котором действительно будут получены наибольшее или наименьшее из любых других построений при условии сохранения баланса энергии и заданных для конкретной градации условий информативности. В рамках данной работы, разумеется, нет возможности для каждого из 21-го вариантов использования сетей подробно обосновать выбор построения ГН, который отвечает условиям обеспечения \max или \min . Здесь приводятся только конечные результаты, однако промежуточные частично можно найти в предыдущих работах авторов [5].

8. Несколько факторов также должны быть учтены как ограничивающие по отношению к полученным результатам, в т.ч.: предложенная система "ИП" в данном случае рассмотрена по отношению только к распределительным (т.е. разомкнутым) сетям; учтено наличие только активной составляющей тока; не рассмотрены особенности, связанные с возможной неравномерностью подключения нагрузки вдоль сети. Однако все эти факторы будут только дополнять, но не изменять выводы принципиально.

Обоснование возможных отклонений. Из детерминированных методов для построения системы "ИП" использован метод максимального тока, для которого основным расчетным соотношением для определения потерь ΔW_n в трехфазной сети при известных значениях внутреннего сопротивления сети R_s и максимального тока I_{max} есть

$$\Delta W_n = 3(I_{max}^2 R_s) \tau,$$

где τ – интервал использования максимального тока (или мощности).

После несложных превращений в относительном виде основное расчетное соотношение можно переписать в виде

$$\Delta W_n (\%) = \frac{\Delta W_n (\tau)}{W_{del}} \cdot 100\% = \frac{\tau}{T_Y} \cdot \frac{P_{max}}{P_{av}} \cdot \frac{R_s}{R_s + Z_n} \cdot 100\% \quad (1)$$

где Z_n – величина сопротивления нагрузки, а $P_{max} = 3I_{max}^2 (R_s + Z_n)$ – значение максимальной мощности.

В данной формуле по первой составляющей: $\tau^* = \tau/T_Y$ – определяется относительное значение пик-интервала, вторая составляющая является уже упомянутым базовым коэффициентом использования максимальной мощности σ_{av} , а третья составляющая (также в безразмерном виде) является относительным значением внутреннего сопротивления $R_3^* R_3 / (R_3 + Z_n)$, то есть:

$$\Delta W_n(\%) = \frac{\tau^*}{\sigma_{av}} \cdot R_3^* \cdot 100\% \quad (2)$$

В данном соотношении построение ГН отображено через дробь τ^*/σ_{av} , причем при неизменном коэффициенте σ_{av} данное соотношение для различных "х"-градаций может принять максимальное, при $\tau_{x\uparrow}$, и минимальное, при $\tau_{x\downarrow}$, значения для одной и той же градации.

Если ввести обозначения

$$\Delta W_{n^*x\uparrow} = \frac{\tau_{x\uparrow}^*}{\sigma_{av}} \cdot R_3^*, \quad \Delta W_{n^*x\downarrow} = \frac{\tau_{x\downarrow}^*}{\sigma_{av}} \cdot R_3^*,$$

то поинтервальная их разница

$$\Delta W_{n^*x}(\%) = (\delta_{x\uparrow} - \delta_{x\downarrow}) \cdot 100\% \quad (3)$$

даст возможность для каждой из градаций выразить в процентах степень возможных расхождений рассчитанной величины ТПЭ.

Как уже отмечалось, обязательной особенностью системы "ИП" является представление для каждой из "х"-градаций комплексного результата, т.е. σ^*x в виде двух составляющих

$$\delta_{x^*} = \delta_{x-1} + \delta_{x-(x-1)}, \quad (4)$$

где в функциональном виде выделено значение прироста

$$\Delta_{x-(x-1)}(\%) = \delta_{x^*}(\%) - \delta_{x-1}(\%). \quad (5)$$

Проводя отдельный анализ изменения прироста по каждой из составляющих, можно получить все нужные характеристики для оценки каждой из градаций и, в основном, материальных потерь, вызванных технологическим расходом электроэнергии. Достаточно удобной может оказаться и возможность оценить увеличение расходов на обеспечение какой-нибудь новой градации при условиях снижения завышенных ТПЭ.

Что касается третьей составляющей диапазона погрешностей R_3^* , то для соответствия основному документу по качеству электроэнергии, т.е. ГОСТ 13109-87 и конкретно п.1 для допустимых отклонений напряжения, в любой сети при максимальной нагрузке величина R_3^* не может пре-

вышать 10%, то есть

$$R_3^* \leq 0.1.$$

С одной стороны, это означает, что достаточно точно предусмотреть процент потерь невозможно, это зависит от будущей непредсказуемой загрузки сетей, но приняв условие равенства, т.е. $R_3^* \approx 0.1(R_3 + Z_n)$, можно установить максимально возможную величину ТПЭ, т.е. $\Delta W_{n^*x\uparrow}(\%)$.

Ниже приведены полученные расчетные выражения для определения основных характеристик для каждой из трех градаций, в т.ч.:

– значение максимально возможных, \uparrow , значений потерь $\Delta W_{n^*x\uparrow}(\%)$:

$$\Delta W_{n^*0\uparrow}(\%) = R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\Delta W_{n^*min\uparrow}(\%) = \delta_{0\uparrow}(\%) = R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\Delta W_{n^*nf\uparrow}(\%) = \Delta W_{n^*min\uparrow}(\%) - \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}} (1 - \sigma_{av}) R_3^* \cdot 100\%,$$

– и минимально возможных, \downarrow , $\Delta W_{n^*x\downarrow}(\%)$:

$$\Delta W_{n^*0\downarrow}(\%) = \frac{R_3^*}{2 - \sigma_{av\min}} \cdot 100\%, \quad [\sigma_{av\min} = 0.15],$$

$$\Delta W_{n^*min\downarrow}(\%) = \Delta W_{n^*min\downarrow}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = \frac{R_3^*}{2 - \sigma_{av}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta W_{n^*min\downarrow}(\%) = \Delta W_{n^*min\downarrow}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = \frac{2\sigma_{av}}{1 + \sigma_{av}} \cdot R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\Delta W_{n^*nf\downarrow}(\%) = \Delta W_{n^*nf\downarrow}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = \Delta W_{n^*min\downarrow}(\%) - \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}} (1 - \sigma_{av}) \times \\ \times \frac{2}{2 - \sigma_{av}} \cdot \frac{(1 - \sigma_{av})^2}{2 - \sigma_{av} - \sigma_{min}} \cdot R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\Delta W_{n^*nf\downarrow}(\%) = \Delta W_{n^*nf\downarrow}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = \Delta W_{n^*min\downarrow}(\%) - \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}} (1 - \sigma_{av}) \times \\ \times \frac{2\sigma_{av} - \sigma_{av}\sigma_{min} - \sigma_{min}}{(1 + \sigma_{av})(1 + \sigma_{av} - 2\sigma_{min})} \cdot R_3^* \cdot 100\%.$$

– диапазонов возможной погрешности:

$$\delta_{0^*}(\%) = \frac{1 - \sigma_{av\min}}{2 - \sigma_{av\min}} \cdot R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\delta_{min^*}(\%) = \delta_{min^*1}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = \delta_{0^*}(\%) - 0.54 \frac{\sigma_{av} - 0.15}{2 - \sigma_{av}} R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\delta_{min^*}(\%) = \delta_{min^*2}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = \delta_{0^*}(\%) - 0.54 \frac{2.7\sigma_{av} - 1}{2 - \sigma_{av}} R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\delta_{nf^*}(\%) = \delta_{nf^*1}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = \delta_{min^*1}(\%) - \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}} (1 - \sigma_{av}) \times$$

$$\times \left[1 - \frac{2}{2 - \sigma_{av}} \cdot \frac{(1 - \sigma_{av})^2}{2 - \sigma_{av} - \sigma_{min}} \right] \cdot R_3^* \cdot 100\%,$$

$$\delta_{\sigma_{av}}(\%) = \delta_{\sigma_{av}^2}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = \delta_{\sigma_{av}^2}(\%) - \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}}(1 - \sigma_{av}) \times \left[1 - \frac{1}{1 + \sigma_{av}} \cdot \frac{2\sigma_{av} - \sigma_{av}\sigma_{min} - \sigma_{min}}{(1 + \sigma_{av} - 2\sigma_{min})} \right] \cdot R_3^* \cdot 100\%$$

– и приростов диапазона между градациями:

$$\Delta_{\sigma_{av}^2}(\%) = \Delta_{\sigma_{av}^2}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = 0.54 \frac{\sigma_{av} - 0.15}{2 - \sigma_{av}} R_3^* \cdot 100\%$$

$$\Delta_{\sigma_{av}^2}(\%) = \Delta_{\sigma_{av}^2}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = 0.54 \frac{2.7\sigma_{av} - 1}{2 - \sigma_{av}} R_3^* \cdot 100\%$$

$$\Delta_{\sigma_{av}^2}(\%) = \Delta_{\sigma_{av}^2}(\%)_{\sigma_{av} \leq 0.5} = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}}(1 - \sigma_{av}) \times \left[1 - \frac{2}{2 - \sigma_{av}} \cdot \frac{(1 - \sigma_{av})^2}{2 - \sigma_{av} - \sigma_{min}} \right] \cdot R_3^* \cdot 100\%$$

$$\Delta_{\sigma_{av}^2}(\%) = \Delta_{\sigma_{av}^2}(\%)_{\sigma_{av} > 0.5} = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{av}}(1 - \sigma_{av}) \times \left[1 - \frac{1}{1 + \sigma_{av}} \cdot \frac{2\sigma_{av} - \sigma_{av}\sigma_{min} - \sigma_{min}}{(1 + \sigma_{av} - 2\sigma_{min})} \right] \cdot R_3^* \cdot 100\%$$

В таблице 3 приведены полученные по формулам конкретные значения величин ТПЭ для всех отмеченных таблицами 1 и 2 возможных условий использования РС. В сумме с упомянутыми формулами, этот материал в полном объеме олицетворяет применение системы "ИП" для первых трех градаций. Все результаты приведены в процентах, причем в расчетах используется режим максимальной загрузки, $R_3^* = 0.1$

Выводы

1. Предложенная для задач определения ТПЭ в распределительных сетях информационно-аналитическая система "информация-погрешность",

1. Технологічні витрати електроенергії в електричних мережах // Енергоінформ. -2002. – №24(155). – С. 3-4.
2. Дерзский В. Г. и др. Расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях (0.4-154)кВ и формирование системы розничных тарифов. – К.: Знание Украины, 1998. -68 с.
3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. / Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
4. Справочник энергетика промышленных предприятий. Под общей редакцией А.А. Фролова (главный редактор). – М., Л.: ГЭИ, 1963. – Т. 1. – 834 с.
5. Озерянский А.А., Билык А.А. Моделирование графиков нагрузки в условиях неполной исходной информации. – Проблемы загальної енергетики. – 2001. – №3. – С. 36-39.
6. В.В. Зорин, Н.Н. Федосенко. Повышение достоверности информации о нагрузках // Электрические сети и системы. – 1980. – №16. – С. 75-84.

Таблица 3.

		$\sigma_{av}, \sigma_{min}$											
		$\sigma_{av}=0.15$			$\sigma_{av}=0.3$			$\sigma_{av}=0.45$			$\sigma_{av}=0.6$		
		$\sigma_{min} =$			$\sigma_{min} =$			$\sigma_{min} =$			$\sigma_{min} =$		
		25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%
"o"	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	10	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	5.4	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\delta_{\sigma_{av}}$	4.6			4.6			4.6			4.6		
	$\Delta=0$	0	-/-	-/-	0	-/-	-/-	0	-/-	-/-	0	-/-	-/-
min	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	10	-/-	-/-	10	-/-	-/-	10	-/-	-/-	10	-/-	-/-
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	5.4	-/-	-/-	5.9	-/-	-/-	6.4	-/-	-/-	6.7	-/-	-/-
	$\delta_{\sigma_{av}}$	4.6	-/-	-/-	4.1	-/-	-/-	3.5	-/-	-/-	3.3	-/-	-/-
	$\Delta=0$	0	-/-	-/-	0.5	-/-	-/-	1.05	-/-	-/-	1.27	-/-	-/-
nf	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	7.9	5.7	3.6	8.2	6.5	4.7	8.6	7.2	5.9	8.8	7.5	6.9
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	4.4	3.3	2.3	5.3	4.6	3.8	6.1	5.6	5.2	6.4	6.1	5.7
	$\delta_{\sigma_{av}}$	3.5	2.3	1.3	2.9	1.9	0.95	2.4	1.6	0.7	2.35	1.4	0.55
	Δ_{min-nf}	1.1	2.3	3.3	1.2	2.2	3.05	1.15	1.96	2.85	0.98	1.95	2.8
		$\sigma_{av}, \sigma_{min}$											
		$\sigma_{av}=0.6$			$\sigma_{av}=0.75$			$\sigma_{av}=0.9$					
		$\sigma_{min} =$			$\sigma_{min} =$			$\sigma_{min} =$					
		25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%			
"o"	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	10	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	5.4	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\delta_{\sigma_{av}}$	4.6			4.6			4.6					
	$\Delta=0$	0	-/-	-/-	0	-/-	-/-	0	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
min	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	10	-/-	-/-	10	-/-	-/-	10	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	7.4	-/-	-/-	8.6	-/-	-/-	9.5	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\delta_{\sigma_{av}}$	2.5	-/-	-/-	1.4	-/-	-/-	0.53	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	$\Delta=0$	2.1	-/-	-/-	3.2	-/-	-/-	4.07	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
nf	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \uparrow$	9	8	7	9.4	8.7	8.1	9.8	9.5	9.3	-/-	-/-	-/-
	$\Delta W_{i, \sigma_{av}} \downarrow$	7	6.7	0.62	8.3	8	7.7	9.4	9.2	9.1	-/-	-/-	-/-
	$\delta_{\sigma_{av}}$	2.0	1.3	0.8	1.1	0.7	0.4	0.35	0.25	0.15	-/-	-/-	-/-
	Δ_{min-nf}	0.5	1.2	1.7	0.3	0.7	1.0	0.18	0.28	0.48	-/-	-/-	-/-

обеспечивая однотипное отображение результатов изменения погрешности в зависимости от различных вариантов информационного сопровождения режимов загрузки сетей, позволяет упростить решение вопросов оценки использования упомянутых вариантов на практике.

2. По результатам анализа, полученных с помощью предложенной системы данных, можно сделать вывод о том, что при использовании распространенной практики отсутствия информационного обеспечения распределительных сетей в Украине, так называемый вариант "0-inform", погрешность определения ТПЭ может возрасти в 8-10 раз (4,6% вместо 0,46%, например).