

Перечень ссылок

1. Сообщение УНИАН в пресс-службе Минуглепрома (от 22.01.07). – Режим доступа: www.dtek.com.ua, свободный. – Загл. с экрана.
2. Постановление КМУ N1697 от 8 декабря 2006 года «О дальнейшем совершенствовании механизма обеспечения природным газом отечественных потребителей» (УНИАН). – Режим доступа: www.kmu.gov.ua, свободный. – Загл. с экрана.
3. Уголь Украины. Доска объявлений. – Режим доступа: www.ukrcoal.com/broud/, свободный. – Загл. с экрана.
4. Сальников А. Х., Шевченко Л. А. Нормирование потребления и экономия топливно-энергетических ресурсов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 240 с.
5. Самсонов В. С. Вяткин М. А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – М.: Высшая школа, 2003. – 416 с.
6. Постановова КМУ від 24.10.2006 № 2410 «Про роздрібні тарифи для споживачів (окрім населення)». – Режим доступа: www.kmu.gov.ua, свободный. – Загол. з екрана.

Поступила в редакцию 16.02.07 г.

После доработки 26.02.07

З урахуванням існуючих цін в Україні на енергоносії запропонований розрахунок економічної ефективності модернізації ТЕЦ, що належить енергоємному промисловому підприємству. Визначено питому собівартість вироблюваних на ТЕЦ тепла та електроенергії.

In view of the existing prices in Ukraine on energy carriers the calculation of economic efficiency of the thermal power station modernization, belonging to the power-intensive industrial enterprise is offered. The specific cost price of heat and electric power developed on thermal power station is determined.

УДК 621.311.1

А. В. Волков, О. Г. Мирошниченко

Влияние несинусоидальности формы токов и неравномерности текущей мощности отдельного электропотребителя на потери в энергосистеме

Выполнена количественная оценка и предложены расчетные зависимости для потерь в энергосистеме, вызванных влиянием несинусоидальной формы токов и неравномерности текущей мощности отдельного электропотребителя.

В связи с наступлением рыночных условий хозяйствования и заметным удорожанием электроэнергии в Украине стала чрезвычайно важной и востребованной практикой задача установления объективной оплаты электропотребителей (ЭП) за потребленную ими электроэнергию (э/э). Это, в свою очередь, требует и обуславливает актуальность уточненного определения потерь активной электроэнергии (ПАЭ) в энергосистеме, вызванных активной (АМ) и реактивной (РМ) мощностью отдельного ЭП.

Согласно действующей ныне в Украине Методики [1] определение ПАЭ, вызванных РМ отдельного ЭП, осуществляется на базе экономического эквивалента реактивной мощности (ЭЭРМ) D_0 , значение которого рассчитывается по экспериментальным данным один раз в 2 года и остается для конкретного ЭП неизменным (равным этому рассчитанному значению) в течение указанного периода времени. В работах [2, 3] проанализированы недостатки такого определения ПАЭ (вызванных влиянием РМ), которые состоят в очень приближенном их вычислении при таком расчете, не учитывающем: текущую загрузку участков энергосистемы (УЭС) реактивной мощностью, распределение РМ в участках и узлах энергосистемы (ЭС), изменение схемной кон-

фигурации ЭС при ее функционировании (вследствие переключения коммутационной аппаратуры).

Уточненный расчет ПАЭ, вызванных в ЭС влиянием РМ отдельного ЭП, приведен в статьях [3, 4], который базируется на вычислении для каждого временного интервала дискретности автоматизированного съема показаний (ИДАСП) счетчиков э/э текущих значений ЭЭРМ по потребляемой и генерируемой РМ для каждого участка ЭС. Наиболее точный расчет ПАЭ, вызванных в ЭС одновременным действием РМ и АМ отдельного ЭП, предложен в [4], при котором вычисляемые текущие значения экономических эквивалентов активной (ЭЭАМ) и реактивной (ЭЭРМ) мощностей для произвольного УЭС учитывают: во-первых, справедливое распределение АМ и РМ во всех узлах и участках ЭС; во-вторых, текущую загрузку каждого УЭС по АМ и РМ; в-третьих, изменение схемной конфигурации ЭС во время ее функционирования; в-четвертых, взаимную компенсацию потребляемой и генерируемой АМ и РМ в узлах ЭС.

При указанных расчетах [3, 4] на протяжении ИДАСП (в настоящее время равно 30 минутам) значения АМ $P_{m(i)}$ и РМ $Q_{m(i)}$ в m -ом УЭС принимаются постоянными, рассчитываемыми в виде:

$$\left. \begin{aligned} P_{m(i)} &= \Delta WP_{m(i)} / T, \\ Q_{m(i)} &= \Delta WQ_{m(i)} / T, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $\Delta WP_{m(i)}$ и $\Delta WQ_{m(i)}$ - изменения показаний счетчиков соответственно активной и реактивной электроэнергии в m -ом УЭС на i -ом ИДАСП; T – продолжительность указанного i -го временного интервала (которая, полагаем, остается неизменной для всех остальных ИДАСП).

Как будет показано далее, допущение о равномерности (постоянстве) текущих значений АМ и РМ (равных рассчитанным из зависимостей (1) в течение интервала дискретности T) может приводить к погрешности при определении ПАЭ. При этом известно, что дополнительные потери в ЭС могут возникать также из-за несинусоидальности токов, протекающих в ее участках и вызванных у потребителей использованием ими преобразовательной техники [5]. Обратим внимание, что в настоящее время ни действующая Методика [1], ни другие известные расчеты ПАЭ [2-4], вызванных влиянием АМ и РМ отдельного ЭП, не учитывают упомянутые несинусоидальность формы токов, протекающих в УЭС, и неравномерность текущих значений АМ или РМ за рассматриваемый ИДАСП длительностью T .

Предложенная статья посвящена уточненному расчету ПАЭ в энергосистеме, учитывающему несинусоидальность формы токов, протекающих в участках энергосистемы, и неравномерность текущих значений мощности в участках энергосистемы (на протяжении рассматриваемого ИДАСП счетчиков э/э).

На первом этапе оценим влияние на ПАЭ несинусоидальности формы протекающего тока $I_{\Sigma}(t)$ в отдельном УЭС, показанном на рис. 1. Как известно, вследствие эффекта вытеснения высших гармонических составляющих токов, наблюдается увеличение активного сопротивления УЭС, которое обычно аппроксимируется зависимостью [5]:

$$R_f \approx R_{50} \sqrt{f/50} = R_{50} \sqrt{\nu}, \quad (2)$$

где R_{50} - активное сопротивление участка при номинальной частоте тока (равной 50 Гц); R_f – активное сопротивление для высшей гармонической составляющей тока частотой f (где $f > 50$ Гц); $\nu = f/50$ – номер высшей гармонической составляющей тока.

Под участком энергосистемы (УЭС) понимаются ее составные элементы: электропередающая линия, трансформатор, автотрансформатор. За активное сопротивление для трансформатора (автотрансформатора) принимается суммарное активное сопротивление первичной и приведенной вторичной его обмоток.

С учетом (2) общие потери активной мощности (ПАМ) ΔP_{Σ} в рассматриваемом УЭС (например, через который протекает ток $I_{\Sigma}(t)$), создаваемый токами

$I_1(t)$ и $I_2(t)$ двух электропотребителей в схеме на рис. 1) могут быть рассчитаны из зависимости [5]:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 R_{\nu} = R_{50} \sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \sqrt{\nu}, \quad (3)$$

где I_{ν} – действующее значение ν -ой гармонической составляющей тока (вычисленной в результате разложения фактической кривой тока $I_{\Sigma}(t)$ в ряд Фурье [6]);

R_{ν} – активное сопротивление УЭС для ν -ой гармонической составляющей тока.

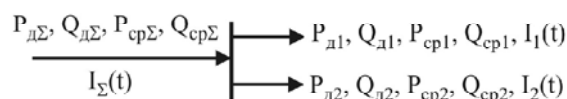


Рис.1. Фрагмент энергосистемы

Введя в употребление коэффициент вытеснения k_B тока, учитывающий увеличение ПАМ в УЭС из-за эффекта вытеснения высших гармонических составляющих тока в УЭС и рассчитываемый в виде:

$$k_B = \frac{\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \sqrt{\nu}}{\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2} = \frac{\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \sqrt{\nu}}{I_{\Sigma}^2}, \quad (4)$$

преобразуем зависимость (3) к следующему соотношению:

$$\Delta P_{\Sigma} = R_{50} \sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \frac{\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \sqrt{\nu}}{\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2} = k_B R_{50} I_{\Sigma}^2 = k_B \Delta P_{\Sigma}^1, \quad (5)$$

В формулах (4) и (5) используются следующие обозначения:

$$I_{\Sigma} = \left[\sum_{\nu=1}^{\infty} I_{\nu}^2 \right]^{1/2} \quad (6)$$

действующее значение полного тока [5];

$$\Delta P_{\Sigma}^1 = R_{50} I_{\Sigma}^2 \quad (7)$$

ПАМ в УЭС, рассчитанные без учета эффекта вытеснения высших гармонических составляющих тока. Из анализа (4) следует, что значение коэффициента k_B всегда больше или равно единице (причем, равно единице только при синусоидальной форме тока $I_{\Sigma}(t)$, протекающего в УЭС).

Соотношение (7) может быть преобразовано к виду:

$$\Delta P_{\Sigma}^I = R_{50} [P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2] / U^2, \quad (8)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – текущие значения АМ и РМ, поступающие в УЭС; U – напряжение на УЭС (которое будем полагать неизменным $U = \text{const}$).

Взяв определенный интеграл (за интервал времени T) от правых частей соотношений (7) и (8), приравняв их между собой, получим зависимость:

$$I_{\Sigma}^2 = [P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2] / U^2, \quad (9)$$

где I_{Σ} , P_{Σ} , Q_{Σ} – действующие значения (за интервал времени T) соответственно тока I_{Σ} , активной P_{Σ} и реактивной Q_{Σ} мощностей в рассматриваемом УЭС.

Интегрирование при получении зависимости (9), а также суммирование рядов слагаемых в зависимостях (3)–(6) может осуществляться как за период T_1 основной гармоники сетевого напряжения, так и – за ИДАСП длительностью T (кратный периоду T_1). При этом вычисление действующих значений v -ых гармонических составляющих тока $I_{\Sigma}(t)$ производится из известных соотношений для определения членов разложения ряда Фурье [6].

Таким образом, уточненный расчет ПАМ в УЭС, вызванных протеканием по нему тока $I_{\Sigma}(t)$ несинусоидальной формы, может выполняться из зависимостей:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= k_B R_{50} (P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) / U^2 = k_B C (P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) = \\ &= k_B (d^a P_{\Sigma} + d^p Q_{\Sigma}), \end{aligned} \quad (10)$$

где постоянная C для рассматриваемого УЭС и значения экономических эквивалентов активной (ЭЭАМ) d^a и реактивной (ЭЭРМ) d^p мощности связаны между собой зависимостями [3, 4]:

$$\left. \begin{aligned} C &= R_{50} / U^2, \\ d^a &= C P_{\Sigma}, \\ d^p &= C Q_{\Sigma}. \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Таблица 1

Номер гармоника	высшей	2	3	4	5	6	7	8	9
Процентное содержание, %		1,5	1,5	0,7	4	0,3	3	0,3	0,5
Значение k_B	из (4)	1,000093	1,000165	1,000049	1,001975	1,000013	1,00148	1,000016	1,00005
	уточн.	1,000006	1,000014	1,000005	1,00026	1,000002	1,00026	1,000003	1,000011
10	11	12	13	14	...	39	40	Σ	
0,3	2	0,2	2	0,2	...	0,2	0,2		
1,000019	1,000926	1,00001	1,001042	1,000011	...	1,000021	1,000021	1,00441	
1,000004	1,000227	1,000003	1,00028	1,000003	...	1,000007	1,000008	1,001088	

Из анализа (10) следует, что учет несинусоидальности формы токов при расчете потерь в УЭС может быть осуществлен следующим образом. Во-первых, для учета влияния на ПАЭ эффекта вытеснения высших гармонических составляющих токов необходимо, согласно (10), умножить значения его экономических эквивалентов d^a и d^p (по активной или реактивной мощности соответственно) на рассчитанный из соотношения (4) коэффициент k_B вытеснения тока. Во-вторых, для определения общих ПАМ ΔP_{Σ} в УЭС, создаваемых всеми гармоническими составляющими тока $I_{\Sigma}(t)$, следует, согласно (10), в известных расчетных соотношениях, полученных в [4] для текущих значений АМ и РМ, перейти к действующим значениям (P_{Σ} и Q_{Σ}) указанных активных и реактивных мощностей.

Оценим количественные значения коэффициента k_B вытеснения тока на ряде примеров, соответствующих нормально допустимому (согласно [7]) процентному содержанию высших гармонических составляющих в питающем напряжении (уровнем 6 кВ и выше).

Результаты расчетов из зависимости (4) коэффициента k_B для данных примеров приведены в предпоследней строке табл. 1, а из уточненных соотношений (выполненных канд. техн. наук, доцентом ЗНТУ Тиховодом С. М. по геометрическим размерам провода АС400) – в последней строке указанной таблицы. В последнем столбце этой же таблицы (в колонке с обозначением « Σ ») приведены рассчитанные (из зависимости (4) или уточненных соотношений) значения коэффициента k_B , соответствующие совместно (одновременному) действию всех указанных (в процентном соотношении из табл. 1) высших гармонических составляющих тока.

На втором этапе оценим погрешность расчета ПАЭ в энергосистеме, возникающую при использовании усредненных значений мощностей за ИДАСП счетчиков э/э в ЭС.

Суммарные текущие ПАМ ΔP_{Σ} в УЭС, вызванные протеканием по нему суммарных активной P_{Σ} и реактивной Q_{Σ} мощностей, пропорциональны сумме квад-

ратов значений указанных мощностей [4]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= C(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) = \Delta P_{\Sigma}^a + \Delta P_{\Sigma}^p, \\ \Delta P_{\Sigma}^a &= CP_{\Sigma}^2; \quad \Delta P_{\Sigma}^p = CQ_{\Sigma}^2 \end{aligned} \right\}, \quad (12)$$

где ΔP_{Σ}^a и ΔP_{Σ}^p – составляющие ПАМ в УЭС, вызванные действием АМ P_{Σ} и РМ Q_{Σ} соответственно.

Вычислив интегралы от ПАМ из (12), найдем ПАЭ $\Delta \mathcal{E}$ в участке энергосистемы за рассматриваемый интервал времени T :

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \int_0^T \Delta P_{\Sigma}(t) dt = \Delta \mathcal{E}^a + \Delta \mathcal{E}^p, \\ \Delta \mathcal{E}^a &= C \int_0^T P_{\Sigma}(t)^2 dt, \quad \Delta \mathcal{E}^p = C \int_0^T Q_{\Sigma}(t)^2 dt \end{aligned} \right\}, \quad (13)$$

где $\Delta \mathcal{E}^a$ и $\Delta \mathcal{E}^p$ – составляющие ПАЭ, вызванные соответственно АМ P_{Σ} и РМ Q_{Σ} в УЭС.

Средние значения АМ P_{cp} и РМ Q_{cp} в УЭС за указанный интервал времени T определяются из следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} P_{cp} &= \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt = \frac{1}{T} \Delta WP, \\ Q_{cp} &= \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt = \frac{1}{T} \Delta WQ \end{aligned} \right\}, \quad (14)$$

где ΔWP и ΔWQ – изменения показаний счетчиков активной и реактивной э/э за интервал времени T соответственно.

Рассчитаем ПАЭ $\Delta \mathcal{E}_{cp}$ за указанный интервал времени T в УЭС из известных зависимостей [4] через средние значения протекающих в нем активной P_{cp} и реактивной Q_{cp} мощностей:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{cp} &= C(P_{cp}^2 + Q_{cp}^2) \cdot T = \Delta \mathcal{E}_{cp}^a + \Delta \mathcal{E}_{cp}^p, \\ \Delta \mathcal{E}_{cp}^a &= C(\Delta WP)^2 / T, \quad \Delta \mathcal{E}_{cp}^p = C(\Delta WQ)^2 / T \end{aligned} \right\}, \quad (15)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{cp}^a$ и $\Delta \mathcal{E}_{cp}^p$ – составляющие этих ПАЭ, определяемые через средние значения АМ P_{cp} и РМ Q_{cp} в УЭС соответственно.

Очевидно, вычисление ПАЭ $\Delta \mathcal{E}_{cp}$ из (15) через средние значения АМ P_{cp} и РМ Q_{cp} за интервал вре-

мени T характеризуется погрешностью, вызванной возможным неравенством (при $P_{\Sigma}(t), Q_{\Sigma}(t) \neq \text{const}$) следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E}^a &= C \int_0^T P_{\Sigma}^2(t) dt \neq \Delta \mathcal{E}_{cp}^a = C(\Delta WP)^2 / T, \\ \Delta \mathcal{E}^p &= C \int_0^T Q_{\Sigma}^2(t) dt \neq \Delta \mathcal{E}_{cp}^p = C(\Delta WQ)^2 / T, \\ \Delta \mathcal{E} &= \Delta \mathcal{E}^a + \Delta \mathcal{E}^p \neq \Delta \mathcal{E}_{cp} = \Delta \mathcal{E}_{cp}^a + \Delta \mathcal{E}_{cp}^p. \end{aligned} \right\}, \quad (16)$$

Введем в дальнейшее пользование коэффициенты неравномерности изменения АМ и РМ, рассчитываемые соответственно в виде:

$$\left. \begin{aligned} k_n^a &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P(t)^2 dt} / \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt = P_d / P_{cp}, \\ k_n^p &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q(t)^2 dt} / \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt = Q_d / Q_{cp}. \end{aligned} \right\}, \quad (17)$$

Значения указанных коэффициентов больше или равны единице (причем, последнее справедливо лишь для неизменных текущих значений АМ $P(t)$ и РМ $Q(t)$ на рассматриваемом интервале времени T). Через данные коэффициенты рассчитаем действующие значения АМ и РМ на интервале времени T :

$$\left. \begin{aligned} P_d &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P(t)^2 dt} = k_n^a P_{cp}, \\ Q_d &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q(t)^2 dt} = k_n^p Q_{cp} \end{aligned} \right\}. \quad (18)$$

С учетом введенных коэффициентов неравномерности и исходя из (13), уточненные значения ПАЭ $\Delta \mathcal{E}$ в участке энергосистемы за интервал времени T могут быть определены через средние значения АМ P_{cp} и РМ Q_{cp} на данном интервале в виде:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \Delta \mathcal{E}^a + \Delta \mathcal{E}^p, \\ \Delta \mathcal{E}^a &= C \cdot T (k_n^a P_{cp})^2, \quad \Delta \mathcal{E}^p = C \cdot T (k_n^p Q_{cp})^2. \end{aligned} \right\}, \quad (19)$$

Оценим на нескольких конкретных примерах погрешность, которая возникает при определении ПАЭ в УЭС на рис. 1. В частности определим эту погрешность на примере составляющей ПАЭ $\Delta \mathcal{E}^p$, вызванной РМ Q_1 и Q_2 двух электропотребителей, подключенных к данному УЭС, если не учитывается неравномерность

текущих значений этих мощностей на рассматриваемом интервале времени T . При этом графики изменения РМ Q_1 и Q_2 в течение данного интервала времени показаны в табл. 2, в которой также приведены результаты расчета для этих графиков коэффициентов неравномерности $k_{н1}^p$ и $k_{н2}^p$ соответственно для РМ Q_1 и Q_2 . В таблице даны относительные погрешности δ_1 и δ_2 расчета значения ПАЭ $\Delta\mathcal{E}$ в УЭС на рис. 1 через составляющие $\Delta\mathcal{E}_1$, $\Delta\mathcal{E}_2$ и $\Delta\mathcal{E}_{(1)cp}$, $\Delta\mathcal{E}_{(2)cp}$, вычисленные из формул (19) и (15) соответственно. Результирующее значение коэффициента неравномерности $k_{н\Sigma}^p$ для РМ Q_Σ рассчитывалось из второго соотношения в (17). При этом значения погрешностей δ_1 , δ_2 , δ_Σ и $\delta_1^|$, $\delta_2^|$ находились из соотношений:

$$\left. \begin{aligned} \delta_1 &= \frac{\Delta\mathcal{E}_{(1)cp} - \Delta\mathcal{E}_{(1)}}{\Delta\mathcal{E}_{(1)}} 100\%, \\ \delta_2 &= \frac{\Delta\mathcal{E}_{(2)cp} - \Delta\mathcal{E}_{(2)}}{\Delta\mathcal{E}_{(2)}} 100\%, \\ \delta_\Sigma &= \frac{\Delta\mathcal{E}_{\Sigma cp} - \Delta\mathcal{E}_\Sigma}{\Delta\mathcal{E}_\Sigma} 100\%, \\ \delta_1^| &= \frac{\Delta\mathcal{E}_{(1)cp}^| - \Delta\mathcal{E}_{(1)}}{\Delta\mathcal{E}_{(1)cp}} 100\%, \\ \delta_2^| &= \frac{\Delta\mathcal{E}_{(2)cp}^| - \Delta\mathcal{E}_{(2)}}{\Delta\mathcal{E}_{(2)cp}} 100\% \end{aligned} \right\}, \quad (20)$$

где $\Delta\mathcal{E}_{(1)cp}$, $\Delta\mathcal{E}_{(2)cp}$ и $\Delta\mathcal{E}_{(1)}^|$, $\Delta\mathcal{E}_{(2)}^|$ – составляющие ПАЭ, вызванные в УЭС действием РМ Q_1 и Q_2 соответственно, которые определены через средние значения РМ Q_{cp1} , Q_{cp2} , $Q_{cp\Sigma}$ за интервал времени T из соотношений [3]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\mathcal{E}_{(1)cp} &= C Q_{cp\Sigma}^2 \frac{Q_{cp1}}{Q_{cp1} + Q_{cp2}} T, \\ \Delta\mathcal{E}_{(2)cp} &= C Q_{cp\Sigma}^2 \frac{Q_{cp2}}{Q_{cp1} + Q_{cp2}} T, \\ \Delta\mathcal{E}_{(1)cp}^| &= C (k_{н\Sigma} Q_{cp\Sigma})^2 \frac{k_{н1} Q_{cp1}}{k_{н1} Q_{cp1} + k_{н2} Q_{cp2}} T, \\ \Delta\mathcal{E}_{(2)cp}^| &= C (k_{н\Sigma} Q_{cp\Sigma})^2 \frac{k_{н2} Q_{cp2}}{k_{н1} Q_{cp1} + k_{н2} Q_{cp2}} T \end{aligned} \right\}, \quad (21)$$

$\Delta\mathcal{E}_{(1)}$, $\Delta\mathcal{E}_{(2)}$ – составляющие ПАЭ, вызванные в УЭС влиянием РМ Q_1 и Q_2 соответственно, которые определены через текущие значения РМ Q_1 , Q_2 , Q_Σ за интервал времени T из уточненных зависимостей [3]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\mathcal{E}_{(1)} &= C \int_{t=0}^T Q_\Sigma(t)^2 \frac{Q_1(t)}{Q_1(t) + Q_2(t)} dt, \\ \Delta\mathcal{E}_{(2)} &= C \int_{t=0}^T Q_\Sigma(t)^2 \frac{Q_2(t)}{Q_1(t) + Q_2(t)} dt, \end{aligned} \right\}; \quad (22)$$

$\Delta\mathcal{E}_{\Sigma cp}$ и $\Delta\mathcal{E}_\Sigma$ – суммарные значения ПАЭ (вызванных в УЭС влиянием РМ Q_Σ), которые определены через среднее $Q_{cp\Sigma}$ или текущее значение суммарной мощности Q_Σ соответственно в виде:

$$\left. \begin{aligned} \Delta\mathcal{E}_{\Sigma cp} &= C Q_{cp\Sigma}^2 T, \\ \Delta\mathcal{E}_\Sigma &= C \int_{t=0}^T Q_\Sigma(t)^2 dt \end{aligned} \right\}. \quad (23)$$

Из анализа табл. 2 следует, что, во-первых, определение ПАЭ с помощью усредненных (за рассчитываемый период времени T) значений АМ или РМ может приводить к погрешностям, которые не допустимы для последующих коммерческих расчетов. Во-вторых, если текущее значение АМ или РМ отдельного ЭП в течение рассматриваемого интервала времени T не изменялось, то определение составляющих ПАЭ (вызванных в УЭС АМ или РМ данного отдельного ЭП) с использованием усредненных за рассчитываемый период составляющих мощностей не приводит к погрешности (в частности, для 1, 2 и 3-го примеров в табл. 2: $\delta_1 = 0$ при $Q_1 = \text{const}$). В-третьих, определение, согласно третьему и четвертому соотношению из (21), составляющих ПАЭ в УЭС (вызванных АМ и РМ отдельного ЭП) через средние значения указанных мощностей и их коэффициенты неравномерности приводит к заметному уменьшению погрешности вычисления указанных составляющих (причем, при нулевой погрешности для результирующих ПАЭ в УЭС: $\delta_\Sigma^| = 0$).

Таким образом, исключить или уменьшить погрешность, которая возникает при определении ПАЭ в энергосистеме из-за использования усредненных значений АМ и РМ в УЭС (на ИДАСП длительностью T) возможно двумя способами. Первый способ заключается в том, что на каждом упомянутом интервале следует рассчитать коэффициенты неравномерности изменения для текущих АМ и РМ в каждом УЭС и для каждого электропотребителя, с помощью которых затем необходимо из зависимостей (19) осуществить уточненный расчет ПАЭ в энергосистеме. Второй способ состоит в

Таблица 2

	График изменения во времени текущих мощностей	k_{n1}^p	k_{n2}^p	$k_{n\Sigma}^p$	$\delta_1, \%$	$\delta_2, \%$	$\delta_\Sigma, \%$	$\delta_1^ , \%$	$\delta_2^ , \%$
1		1	1,146	1,034	0	-13	-7	-0,54	+0,43
2		1,49	1	1,053	0	-28	-11	+1,5	-0,28
3		1	1,058	1,026	0	-7	-5,3	-0,19	+0,26
4		1,2	1,09	0,005	+1,4	-2,3	-1,2	-0,1	+0,35

уменьшении длительности ИДАСП счетчиков активной и реактивной э/э. Очевидно, чем меньше будет значение указанного интервала T, тем точнее будет расчет ПАЭ в энергосистеме. Последний способ сложнее технически осуществить, поскольку требуется уменьшить расчетное время в ЭС и соответственно увеличить количество вычислительных операций в единицу времени.

В связи с этим представляет практический интерес оценка влияния существующего значения ИДАСП (равного 30 мин.) на погрешность вычисления ПАЭ в энергосистеме. Проведем ее на примере реальных суточных графиков (рис. 2) изменения АМ для следующих крупных заводов: «Запорожский алюминиевый комби-

нат» (ЗАЛК), «Запорожский ферросплавный завод» (ЗФЗ), «Запорожский титаномагниевого комбинат» (ЗТМК), «Запорожский абразивный комбинат» (ЗАК), «Никопольский завод ферросплавов» (НЗФ), «Криворожский горно-металлургический комбинат» (КГМК), «Северный горно-обогатительный комбинат» (СевГОК), «Ингулецкий горно-обогатительный комбинат» (ИнГОК), «Центральный горно-обогатительный комбинат» (ЦГОК), «Южный горно-обогатительный завод» (ЮГОК), «Побужский ферроникелевый комбинат» (ПФК).

При выполненных расчетах использовались текущие значения АМ, полученные за сутки с помощью информационно-измерительного комплекса с 10-ти се-

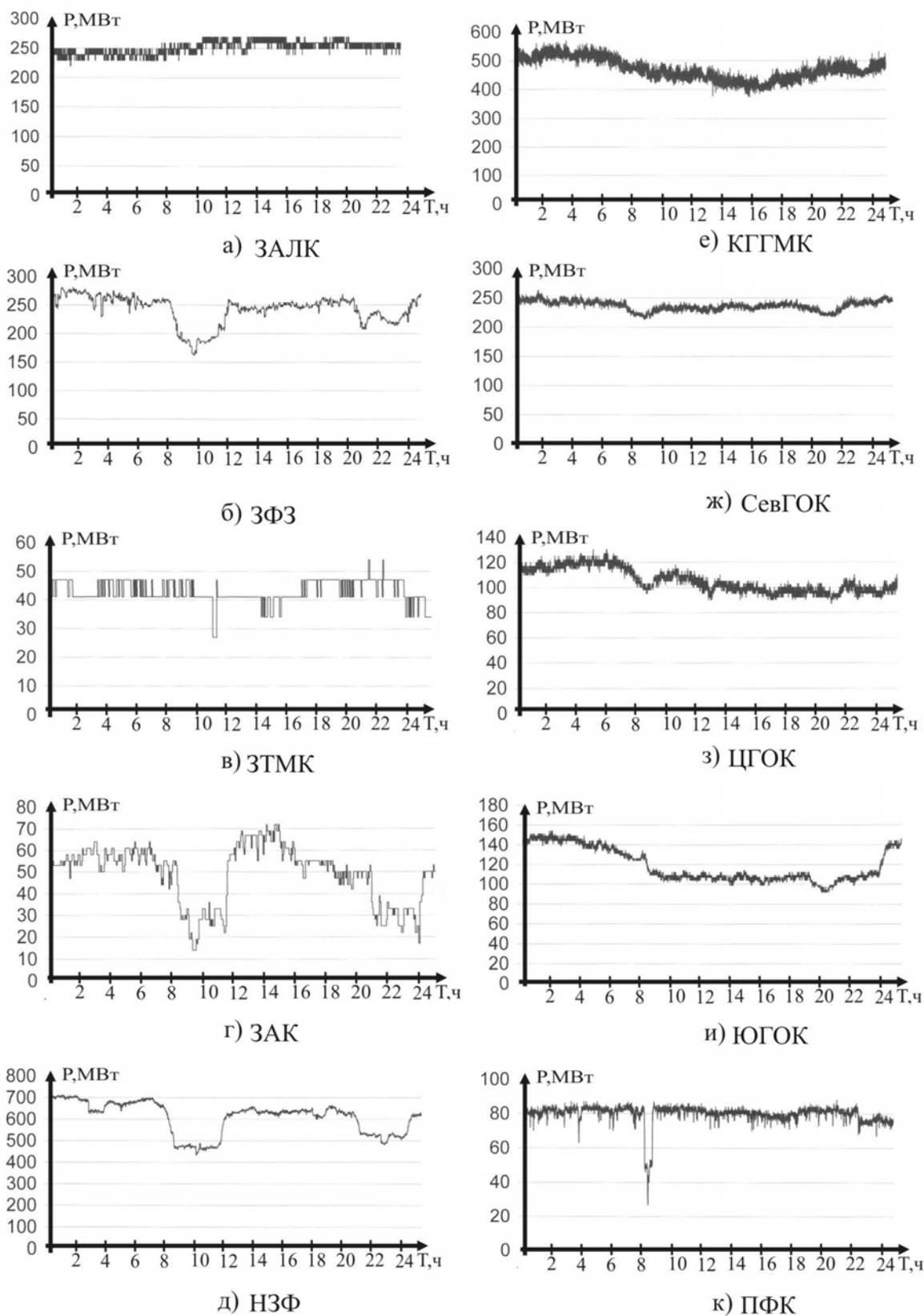


Рис. 2 Суточные графики нагрузок предприятий

кундным и 30-ти минутным интервалами T съема показаний. Сравнивались между собой значения коэффициента неравномерности $k_{н(30мин)}^a$ изменения АМ, вычисленного за сутки через усредненные значения АМ за 30-ти минутный интервал времени, и коэффициента неравномерности $k_{н(10сек)}^a$ изменения АМ, рассчитанного за сутки через усредненные значения АМ за 10-ти секунднй интервал времени. При этом полагалось, что коэффициент неравномерности $k_{н(10сек)}^a$ практически совпадает с коэффициентом неравномерности, вычисленным за те же сутки с помощью текущих значений АМ. Погрешность, возникающую в расчетах ПАЭ при использовании усредненных за 30 минут значений АМ, определяли из следующего соотношения:

$$\delta = \frac{(k_{н(30мин)}^a)^2 - (k_{н(10сек)}^a)^2}{(k_{н(10сек)}^a)^2} 100\% \quad (24)$$

Упомянутые коэффициенты неравномерности $k_{н(30мин)}^a$ и $k_{н(10сек)}^a$ рассчитывались из следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} k_{н(30мин)}^a &= \frac{\sqrt{\frac{1}{48} \sum_{i=1}^{48} P_{i(30мин)}^2}}{\frac{1}{48} \sum_{i=1}^{48} P_{i(30мин)}} \\ k_{н(10сек)}^a &= \frac{\sqrt{\frac{1}{8640} \sum_{j=1}^{8640} P_{j(10сек)}^2}}{\frac{1}{8640} \sum_{j=1}^{8640} P_{j(10сек)}} \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

где $P_{i(30мин)}$ – среднее значение АМ за i -ый интервал времени, равный 30 мин.; $P_{j(10сек)}$ – среднее значение АМ за j -ый интервал времени, равный 10 сек; 48 и 8640 – количество расчетных интервалов в сутки при 30-ти минутном и 10-ти секундном съеме показаний соответственно; знаменатели обеих дробей из (25) равны между собой, так как представляют собой суточное потребление активной э/э.

В табл. 3 приведены результаты расчетов коэффициентов неравномерности $k_{н(30мин)}^a$ и $k_{н(10сек)}^a$ изменения АМ рассматриваемых электропотребителей (с графиками нагрузки из рис. 2) и относительной погрешности δ , выполненных из (25) и (24). Из анализа табл. 3 следует, что, во-первых, несмотря на то, что графики нагрузок рассматриваемых крупных электропотребителей не являются неизменными (рис. 2), отклонение текущего значения мощности от среднего значения за сутки не велико (из-за чего $k_{н(10сек)}^a$ находится в диа-

пазоне 1,0004–1,0397). Поэтому значения $k_{н(30мин)}^a$ и $k_{н(10сек)}^a$ коэффициентов неравномерности изменения АМ при 30-ти минутных и 10-ти секунднх съемах показаний счетчиков (для указанных предприятий) практически совпадают между собой. Во-вторых, погрешность, которая возникает при использовании в расчетах ПАЭ усредненных за 30-ти минутный интервал времени значений АМ, незначительна (находится в диапазоне от –0,03 до –0,54 %) и вызывает снижение расчетных потерь (по сравнению с уточненными их значениями, вычисленными при 10-ти секундном съеме показаний).

Таблица 3

	Предприятие	График нагрузки	$k_{н(30мин)}^a$	$k_{н(10сек)}^a$	$\delta, \%$
1	ЗАЛК	рис. 2, а	1,00029	1,0004	–0,058
2	ЗФЗ	рис. 2, б	1,0031	1,0034	–0,053
3	ЗТМК	рис. 2, в	1,0011	1,0026	–0,29
4	ЗАК	рис. 2, г	1,0364	1,0397	–0,63
5	НЗФ	рис. 2, д	1,0078	1,0081	–0,056
6	КГГМК	рис. 2, е	1,007	1,0011	–0,083
7	СевГОК	рис. 2, ж	1,00055	1,00045	–0,022
8	ЦГОК	рис. 2, з	1,0008	1,001	–0,05
9	ЮГОК	рис. 2, и	1,0063	1,0065	–0,04
10	ПФК	рис. 2, к	1,0015	1,0026	–0,21

В заключение на основании (4), (10), (17), (19) и исходя из [3, 4], предложим уточненные зависимости для расчета ПАЭ в энергосистеме, вызванных АМ P_n и РМ Q_n отдельного n -го ЭП, которые учитывают влияние несинусоидальности формы токов и неравномерности изменения текущих значений АМ и РМ для всех УЭС и электропотребителей:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \Delta \mathcal{E}^a + \Delta \mathcal{E}^p, \\ \Delta \mathcal{E}^a &= \Delta \mathcal{E}^{an} + \Delta \mathcal{E}^{ar}, \\ \Delta \mathcal{E}^{an} &= \sum_{j=1}^J k_{ej} k_{nj}^{an} D_{nj}^{an} \Delta W P_{nj}^n, \\ \Delta \mathcal{E}^{ar} &= K_r^a \sum_{j=1}^J k_{ej} k_{nj}^{ar} D_{nj}^{ar} \Delta W P_{nj}^r, \\ \Delta \mathcal{E}^p &= \Delta \mathcal{E}^{pn} + \Delta \mathcal{E}^{pr}, \\ \Delta \mathcal{E}^{pn} &= \sum_{j=1}^J k_{ej} k_{nj}^{pn} D_{nj}^{pn} \Delta W Q_{nj}^n, \\ \Delta \mathcal{E}^{pr} &= K_r^p \sum_{j=1}^J k_{ej} k_{nj}^{pr} D_{nj}^{pr} \Delta W Q_{nj}^r \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

где $\Delta\mathcal{E}^a$ и $\Delta\mathcal{E}^p$ – составляющие ПАЭ в ЭС, вызванные соответственно АМ и РМ отдельного n -го ЭП; $\Delta\mathcal{E}^{an}$ и $\Delta\mathcal{E}^{ar}$ – составляющие ПАЭ в ЭС, вызванные соответственно потребляемой и генерируемой АМ n -го ЭП; $\Delta\mathcal{E}^{pn}$ и $\Delta\mathcal{E}^{pr}$ – составляющие ПАЭ в ЭС, вызванные соответственно потребляемой и генерируемой РМ n -го ЭП; J – количество ИДАСП счетчиков активной и реактивной э/э за расчетный период времени; k_{bj} – коэффициент вытеснения тока для n -го ЭП и j -го интервала; D_{nj}^{an} и D_{nj}^{ar} – результирующие значения ЭЭАМ для n -го ЭП j -го интервала соответственно по потребляемой и генерируемой АМ; K_r^a и K_r^p – нормативные коэффициенты увеличения потерь в энергосистеме от генерации соответственно АМ и РМ электропотребителя ($K_r^p=3$); D_{nj}^{pn} и D_{nj}^{pr} – результирующие значения ЭЭРМ для n -го ЭП и j -го интервала соответственно по потребляемой и генерируемой РМ; k_{nj}^{an} и k_{nj}^{ar} – коэффициенты неравномерности по потребляемой и генерируемой АМ для n -го ЭП и j -го интервала; k_{nj}^{pn} и k_{nj}^{pr} – коэффициенты неравномерности по потребляемой и генерируемой РМ для n -го ЭП и j -го интервала; ΔWP_{nj}^n , ΔWP_{nj}^r и ΔWQ_{nj}^n , ΔWQ_{nj}^r – изменения показаний счетчиков n -го ЭП соответственно по активной и реактивной э/э за j -ый интервал (при потреблении – положительны, при генерации – отрицательны [3, 4]).

При этом результирующее значение ЭЭАМ для n -го ЭП и j -го интервала определяются согласно [3] и с учетом (10), (19) в виде:

$$D_{nj}^{an} = \sum_{m=1}^M \sum_{s=1}^S \xi_{(s)mj}^{an} \eta_{(s)j}^{an} \lambda_{mj}^{an} d_{m0}^{an},$$

$$D_{nj}^{ar} = \sum_{m=1}^M \sum_{s=1}^S \xi_{(s)mj}^{ar} \eta_{(s)j}^{ar} \lambda_{mj}^{ar} d_{m0}^{ar},$$

$$\xi_{(s)mj}^{an} = k_{bkj} k_{nkj}^{an} \Delta WP_{kj}^n \left/ \left[\sum_{n=1}^N k_{bnj} k_{nnj}^{an} \Delta WP_{nj}^n - \sum_{k=1}^K k_{bkj} k_{nkj}^{ar} \Delta WP_k^r \right] \right\},$$

$$\xi_{(s)mj}^{ar} = k_{bkj} k_{nkj}^{ar} \Delta WP_{kj}^r \left/ \left[\sum_{n=1}^N k_{bnj} k_{nnj}^{ar} \Delta WP_{nj}^r - \sum_{k=1}^K k_{bkj} k_{nkj}^{an} \Delta WP_k^n \right] \right\},$$

$$\eta_{(s)j}^{an} = \sum_1^G \left\{ \prod_{s=s_G}^{s_{(G+1)}+1} \eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{an} \right\},$$

$$\eta_{(s)j}^{ar} = \sum_1^G \left\{ \prod_{s=s_G}^{s_{(G+1)}+1} \eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{ar} \right\},$$

$$\eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{an} = \sum_k^K k_{bkj} k_{nkj}^{an} \Delta WP_{kj}^n \left/ \left[\sum_{n=1}^N k_{bnj} \times \right. \right.$$

$$\left. \times k_{nnj}^{an} \Delta WP_{nj}^n - \sum_{k=1}^K k_{bkj} k_{nkj}^{ar} \Delta WP_k^r \right],$$

$$\eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{ar} = \sum_k^K k_{bkj} k_{nkj}^{ar} \Delta WP_{kj}^r \left/ \left[\sum_{n=1}^N k_{bnj} \times \right. \right.$$

$$\left. \times k_{nnj}^{ar} \Delta WP_{nj}^r - \sum_{k=1}^K k_{bkj} k_{nkj}^{an} \Delta WP_k^n \right],$$

$$\lambda_{mj}^{an} = \left| \frac{k_{bmj} k_{nmj}^{an} \Delta WP_{mj}^n}{P_{m0} T} \right|, \quad \lambda_{mj}^{ar} = \left| \frac{k_{bmj} k_{nmj}^{ar} \Delta WP_{mj}^r}{P_{m0} T} \right|$$

где M и S – общее количество соответственно участков и узлов в энергосистеме; $\xi_{(s)mj}^{an}$ и $\xi_{(s)mj}^{ar}$ – коэффициенты распределения для m -го УЭС (подключенного к s -ому узлу) и j -го интервала соответственно по потребляемой и генерируемой АМ; $\eta_{(s)j}^{an}$ и $\eta_{(s)j}^{ar}$ – передаточные коэффициенты соответственно по потребляемой и генерируемой АМ между s -ым узлом и 1-ым узлом (от которого получает питание n -ый ЭП) для j -го интервала; $\eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{an}$ и $\eta_{[(s+1)j-(s)j]}^{ar}$ – передаточные коэффициенты соответственно по потребляемой и генерируемой АМ между $(s+1)$ -ым и (s) -ым узлом для j -го интервала; λ_{mj}^{an} и λ_{mj}^{ar} – коэффициенты загрузки m -го УЭС для j -го интервала соответственно по потребляемой и генерируемой АМ; d_{m0}^a – нормированное значение ЭЭАМ, определяющееся для m -го УЭС по результатам контрольных измерений потребляемой АМ P_{m0} ; k_{bkj} , k_{nkj}^{an} и k_{nkj}^{ar} – коэффициенты вытеснения тока и неравномерности соответственно по потребляемой и генерируемой АМ для k -ого подходящего УЭС к s -ому узлу и j -го интервала; k_{bnj} , k_{nnj}^{an} и k_{nnj}^{ar} – коэффициенты вытеснения тока и неравномерности соответственно по потребляемой и генерируемой АМ для n -ого отходящего УЭС от s -ого узла; ΔWP_k^n и ΔWP_k^r , ΔWP_{nj}^n и ΔWP_{nj}^r – изменения показаний счетчика ак-

тивной э/э за j -ый интервал для s -ого узла и k -ого подходящего и n -го отходящего УЭС соответственно по потребляемой и генерируемой АМ; G – количество параллельно соединенных частей (фрагментов) энергосистемы.

Из аналогичных (27) зависимостей определяются результирующие значения D_{nj}^{pn} и D_{nj}^{pr} ЭЭРМ для n -го ЭП по потребляемой и генерируемой РМ для j -го временного интервала.

Выводы. 1. В энергосистемах, в участках которых выполняются требования ГОСТ 131109–97 [7] к качеству напряжения, можно считать (с погрешностью менее, чем 0,5 %) значения коэффициентов k_b вытеснения тока для всех УЭС равными единице (то есть, – вообще не принимать во внимание эффект вытеснения высших гармонических составляющих тока).

2. Для уточненного расчета ПАЭ в ЭС нет необходимости в дополнительном сокращении длительности (в настоящее время равной 30 мин.) существующего интервала дискретности автоматизированного съема показаний счетчиков э/э, если указанные счетчики активной и реактивной э/э оснастить вычислителем коэффициента неравномерности k_n . Существующий уровень развития вычислительной и микропроцессорной техники позволяет технически реализовать такие электронные счетчики при незначительном увеличении их сложности и стоимости.

3. Учет при расчете потерь в ЭС влияния несинусоидальности токов электропотребителей и неравномерности потребляемых активных и реактивных мощностей будет стимулировать у ЭП проведение технических

мероприятий по уменьшению искажения (от синусоидальной) формы потребляемых токов и стабилизации равномерности потребления текущей мощности из сети.

Перечень ссылок

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами // Офіційний вісник України. – 2002. – №6.
2. Волков А. В., Мирошниченко О. Г. Анализ потерь в энергосистеме, вызванных реактивной мощностью электропотребителя // Електротехніка і електроенергетика. – 2004. - №2 – С. 68–71.
3. Волков А. В., Мирошниченко О. Г. Расчет потерь в энергосистеме, вызванных реактивной мощностью отдельного электропотребителя // Техн. електродинаміка. – 2005. – №5 – С. 62–69.
4. Волков А. В., Мирошниченко О. Г. Математическая модель потерь электроэнергии в энергосистеме при транспортировке электроэнергии отдельного электропотребителя. // Техн. електродинаміка. Тем. вип: Проблеми сучасної електроенергетики. – 2006. – Ч. 3 – С. 29–35.
5. Зиновьев Г. С. Основы силовой электроники. – Изд. 2-е, испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 664 с.
6. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1974. – 832 с.
7. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Госстандарт, 1998.

Поступила в редакцию 17.05.07 г.

Виконана кількісна оцінка та запропоновані розрахункові залежності для втрат в енергосистемі, які викликані впливом несинусоїдальної форми струмів та нерівномірності поточної потужності окремого електроспоживача.

Quantitative assessment and calculated dependences for power waste in power system, that are caused by non-sinusoidal current form and instantaneous capacity irregularity of separate electric power consumer were offered.