

УДК 621-316-72

И. Г. КИРИСОВ, ассистент кафедры «Электроэнергетика»

Т. И. ОВЧАРЕНКО, старший преподаватель кафедры «Электроэнергетика»

Украинская инженерно-педагогическая академия, г. Харьков

## ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

*В статье рассмотрены особенности разных энергосберегающих технологий, которые можно применить в системах электроснабжения промышленных предприятий. Проведены расчеты, подтверждающие целесообразность замены недозагруженных асинхронных двигателей на двигатели меньшей мощности.*

**Ключевые слова:** система электроснабжения промышленных предприятий, потери электроэнергии, асинхронный двигатель

*У статті розглянуті особливості різних енергозберігаючих технологій, які можна застосувати в системах електропостачання промислових підприємств. Проведені розрахунки, що підтверджують доцільність заміни недозавантажених асинхронних двигунів на двигуни меншої потужності*

**Ключові слова:** система електропостачання промислових підприємств, втрати електроенергії, асинхронний двигун

### Введение

Системы электроснабжения (СЭС) действующих промышленных предприятий (ПП) Украины относятся к числу объектов с повышенным уровнем потерь. Причиной этому является устаревшее оборудование, неудовлетворительное состояние и несоответствие современным стандартам методов учета и регулирования энергопотреблением, отставания, касающиеся внедрения автоматизированных систем учета и контроля энергопотребления.

Несмотря на то, что уровень потерь электроэнергии (ЭЭ) за последние 5–7 лет снизился до 12,72 % [1], это все еще существенно превышает экономически обоснованный уровень потерь. Современное состояние действующих СЭС свидетельствует о нарушении технологии потребления ЭЭ, недостоверности и неточности оценки потерь ЭЭ во внутрицеховых сетях и наглядно отображает проблемы, требующие реконструкции и технического переоснащения внутрицеховых сетей, совершенствования методов их эксплуатации.

Поскольку мероприятия по снижению потерь достаточно дорогие, поэтому, планируя их к внедрению, обоснуем (в каждом конкретном случае) их целесообразность и эффективность. Критерием эффективности мероприятий по снижению потерь ЭЭ является надежное, качественное и экономичное электроснабжение потребителей.

### Основная часть

Уровень технологических потерь ЭЭ в электрических сетях является одной из основных характеристик эффективности работы СЭС.

Технологические потери ныне действующих ПП превышают экономически обоснованный уровень.

Основными причинами значительных технологических потерь ЭЭ являются:

- вынужденная работа в неоптимальных режимах, связанная с интенсивным электропотреблением в часы максимальных нагрузок;
- ухудшение технологического состояния электрических сетей вследствие снижения объемов капитальных ремонтов, реконструкции и замены изношенного оборудования;
- потери, вызванные перетоками реактивной мощности (РМ);
- потери холостого хода (х.х.), связанные с неотключаемыми цеховыми трансформаторами при спаде нагрузки;

- потери от неуправляемых компенсирующих устройств (КУ);
- отклонения реальной топологии схемы от рациональной;
- несинусоидальность и пофазная несимметрия нагрузки линий;
- погрешность измерительных приборов.

В цеховой сети напряжением до 1 кВ метрологическое обеспечение основных радиальных линий отдельных электроприемников (ЭП) практически отсутствует.

В типовых схемах цеховых трансформаторных подстанциях (ТП) (рис. 1) ток трансформатора со стороны низшего напряжения (НН) 0,4 кВ контролируется. Активная энергия, пропущенная через трансформатор, учитывается счетчиком, установленным со стороны высшего напряжения (ВН) или со стороны НН.

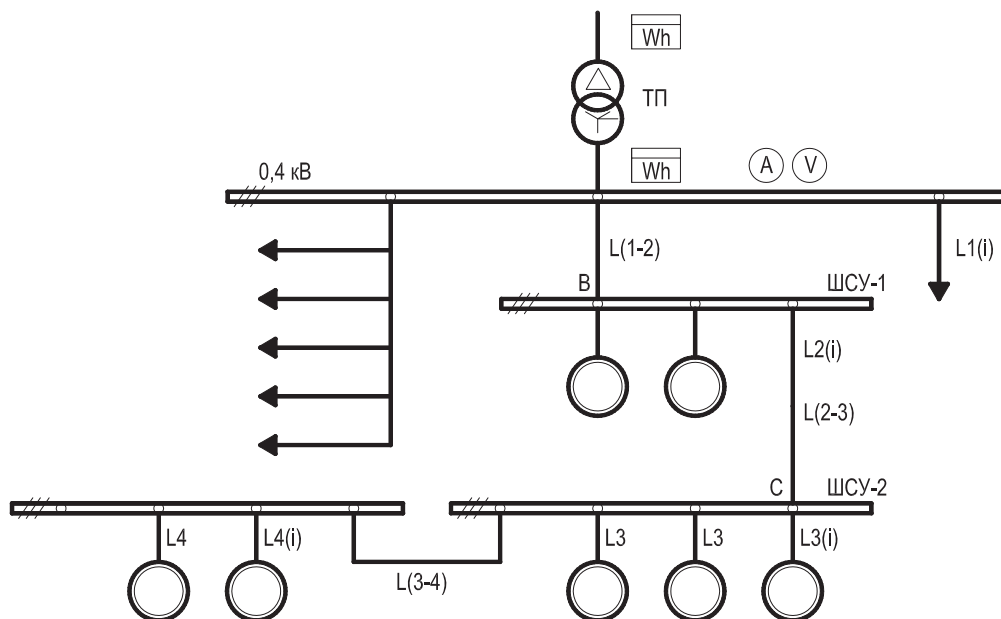


Рис.1. Типовая схема внутривозвонной сети напряжением до 1 кВ

На основе эксплуатационных данных в распределительной сети НН не представляется возможным оценить среднюю величину тока в отдельных её элементах, и следовательно, рассчитать потери активной мощности в каждом элементе внутривозвонной сети. Поэтому, исходя из имеющейся режимной информации, можно оценить только общие потери в кабельных линиях сети 0,4 кВ. Их величину определяют по выражению:

$$\Delta P_{KL} = 3 K_{\Phi}^2 \cdot I_{\text{ср}}^2 R_{\text{ЭК}} (1 + 0,18 \cdot I_{\text{ср}}^2 / I_{\text{дл.макс}}^2), \quad (1)$$

где  $I_{\text{ср}}$  – средняя величина тока нагрузки трансформатора за год, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ср}} = W_{\Gamma} / \sqrt{3} \cdot (U_{\text{н}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \cos \varphi_{\text{св}}), \quad (2)$$

где  $\cos \varphi_{\text{св}}$  – средневзвешенное значение коэффициента мощности на вводах ГПП и РП, являющихся источниками питания;

$K_{\Phi}$  – коэффициент формы графика потребления активной энергии трансформатора цеховой ТП, рассчитывается по формуле:

$$K_{\Phi} = \frac{\sqrt{n} \cdot \sqrt{\sum_{i=0}^n P_K^2}}{\sum_{i=0}^n P_K}, \quad (3)$$

где  $n$  – количество месяцев за расчетный период;

$P_K$  – среднее значение мощности, определяемое по показаниям счетчика за месяц;

$R_{ЭК}$  – эквивалентное сопротивление всех линий, отходящих от шин ТП со стороны 0,4 кВ;

Величина сопротивлений линий первой ступени (рис. 1) в общем случае определяется по выражению:

$$R_{1(i)} = r_{1(i)} + R_{Э2(i)}, \quad (4)$$

где  $r_{1(i)}$  – сопротивление  $i$ -линии первой ступени;

$R_{Э2(i)}$  – эквивалентное сопротивление ЭП второй ступени, подключенных через ШСУ к  $i$ -й линии первой ступени.

Эквивалентное сопротивление всей сети НН, отнесенной к шинам ТП, определяется по выражению:

$$R_Э = \frac{1}{\sum_{i=1}^m Y_{1(i)}}, \quad (5)$$

где  $\sum Y_{1(i)}$  – сумма проводимостей всех линий сети до 1 кВ.

$I_{дл.мак}$  – результирующий максимальный допустимый ток всех линий первой ступени, т.е. линий, отходящих от шин ТП. Он определяется по выражению:

$$I_{дл.мак} = \sum_{i=1}^m I_{мак(i)}, \quad (6)$$

где  $I_{мак(i)}$  – максимально допустимый ток для сечений  $i$ -й линии первой ступени.

Потери активной мощности в двухобмоточных силовых трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + K_3^2 \Delta P_{кз} + K_Э [ S_{н.тр.} \cdot (I_{xx} + K_3^2 \cdot U_{кз}) / 100 ], \quad (7)$$

где  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$ ,  $I_{xx} \%$ ,  $U_{кз} \%$ ;  $S_{н.тр.}$  – каталожные данные трансформатора;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора,  $K_3 = I_{ср} / I_{ном.тр.}$ ;

$K_Э$  – экономический эквивалент реактивной мощности. Для цеховых трансформаторов типа ТМ мощностью 400–2500 кВА при их коэффициенте загрузки  $K_3 = 0,7$  экономический эквивалент реактивной мощности принимается  $K_Э = (7,7-4,7)$  кВт/квар.

Наибольшее затруднение при расчете потерь в элементах внутрицеховой сети возникают при оценке потерь в электродвигателях из-за отсутствия режимной информации о двигателях.

Для оценки потерь мощности в асинхронных двигателях (АД) и синхронных двигателях (СД) напряжением 6-10 кВ используется выражение:

$$\Delta P_{дв} = P_{ном.} \cdot [K_1(K_{3,дв.}^2 - 1) + 1] \cdot (1 - \eta_n) / \eta_n, \quad (8)$$

где  $P_{ном.}$ ,  $\eta_n$  – соответственно номинальные значения мощности и КПД двигателя (каталожные данные);

$K_{3,дв.}$  – среднегодовой коэффициент загрузки двигателя по активной мощности,

$$K_{3,дв.} = P_{ср} / P_{ном.}$$

$K_1$  – коэффициент разделения потерь двигателя (разделение переменных и постоянных потерь в электродвигателях, учитывающих долю переменных потерь в общих потерях

двигателя).

В практических расчетах значение величины  $K_1$  определяют, пользуясь зависимостью  $K_1 = f(P_{ном.})$ , рис. 2.

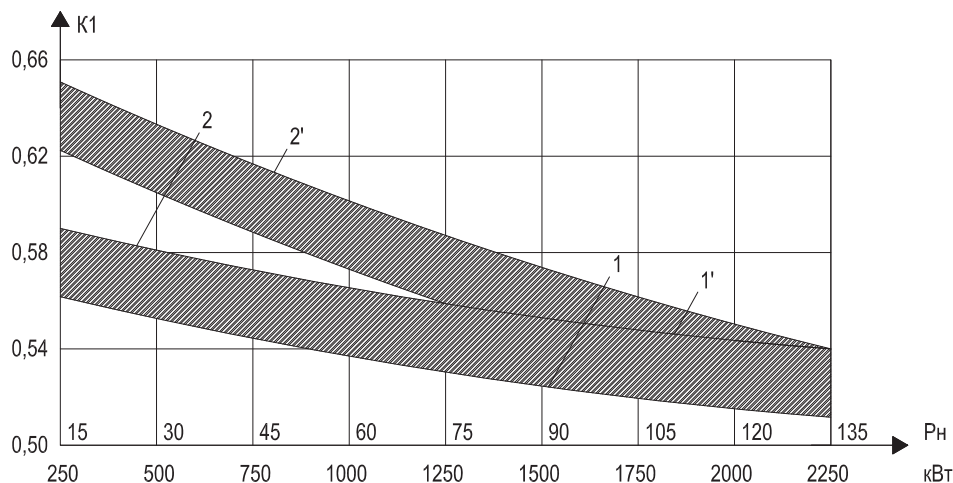


Рис. 2. Зона изменения переменной составляющей потерь  $K_1$  для асинхронных и синхронных двигателей

В зависимости от величины номинальной мощности высоковольтного двигателя значение  $K_1$  находится в зоне, ограниченной нижним и верхним пределами графиков 1 и 1' (рис. 2).

Аналогично рассчитываем потери активной мощности в электродвигателях напряжением до 1 кВ. Однако следует учитывать отсутствие метрологического обеспечения в этой сети, что не позволяет оценить среднегодовой коэффициент загрузки каждого двигателя. Поэтому в практических расчетах допустимо принимать в качестве коэффициента загрузки всех низковольтных двигателей, питающихся от одного трансформатора, коэффициент загрузки этого трансформатора. Тогда потери активной мощности в  $i$ -м двигателе, питающемся от цехового трансформатора, определяют по выражению:

$$\Delta P_{\text{дв}} = P_{\text{н}i} \cdot [K_{1i} (K_{3(\text{T})}^2 - 1) + 1] \cdot (1 - \eta_{\text{н}}) / \eta_{\text{н}}, \tag{9}$$

где  $K_{1i}$  – коэффициент разделения потерь, определяемый в зависимости от номинальной мощности двигателя по графикам 2–2 (рис. 2);

$K_{3(\text{T})}$  – коэффициент загрузки трансформатора, определяемый:

$$K_{3(\text{T})} = S_{\text{ср}(\text{T})} / S_{\text{н.тр.}}$$

Так как нагрузка в сети до 1 кВ формируется некоторым ( $m$ ) числом двигателей различной установленной (номинальной) мощности и с различными КПД, то при расчетах потерь активной мощности в низковольтных двигателях вводится понятие эквивалентной средней номинальной мощности электродвигателей, питающихся от одного трансформатора. Мощность эквивалентного двигателя определяется:

$$P_{\text{н}(\text{э})} = \sum_1^m P_{\text{н}(i)} / n_{\text{эф}} \tag{10}$$

где  $\sum P_{\text{н}(i)}$  – сумма номинальных мощностей электродвигателей, питающихся от одного трансформатора;

$n_{\text{эф}}$  – приведенное (эффективное) число электродвигателей, определяемое по выражению:

$$n_{\text{эф}} = \frac{(\sum_1^m P_{n(i)})^2}{\sum_1^m P_{n(i)}^2} \quad (11)$$

При одинаковых установленных мощностях цеховых трансформаторов и одинаковых коэффициентах загрузки их потери активной мощности алгебраически складываются:

$$\sum \Delta P_{(T)} = n \cdot P_{(T)}. \quad (12)$$

Если коэффициент загрузки однотипных трансформаторов  $T_1$  и  $T_2$  одной ТП отличается на десять и более процентов, то потери активной мощности трансформатора  $T_2$  определяется:

$$\Delta P_{(T_2)} = \Delta P_{(T_1)} \cdot K_{3(T_2)}^2 / K_{3(T_1)}^2, \quad (13)$$

где  $K_{3(T_1)}$  и  $K_{3(T_2)}$  – коэффициент загрузки трансформаторов соответственно  $T_1$  и  $T_2$ .

Такие подходы к расчету потерь в элементах внутрицеховой сети повысят достоверность и точность оценки потерь электроэнергии и могут быть использованы энергослужбами предприятий в их практической работе.

Внедрение энергосберегающих мероприятий требует значительных затрат. Поэтому при разработке программы внедрения этих мероприятий, необходимо оценить их экономическую целесообразность. Так, при эксплуатации асинхронного двигателя неизбежны его недогрузки в связи с возможными изменениями технологического процесса. Для регулирования режима электропотребления, для снижения потерь во внутрицеховой сети рекомендуется малозагруженные двигатели (с коэффициентом нагрузки в пределах от 45 до 60%) заменить на двигатели меньшей мощности, если это выполнимо по конструктивным условиям. Однако при этом необходимо убедиться в целесообразности такой замены путем сравнения величины суммарных потерь активной мощности у заменяемых двигателей.

Приведем пример такого обоснования.

Асинхронный двигатель мощностью  $P_n = 125$  кВт работает с нагрузкой 70 кВт (коэффициент загрузки двигателя при этом составляет  $K_3 = 0,56$ ).

Проверим целесообразность его замены на двигатель мощностью  $P_n' = 75$  кВт.

Параметры АД:  $P_n = 125$  кВт;  $U_n = 0,38$  кВ;  $\eta_n = 0,92$ ;  $\cos\varphi_n = 0,92$ ;  $i_{xx} = 71$  А;  $\Delta P_{xx} = 4,4\%$ .

Цель расчета – определение суммарных потерь активной мощности АД при реальной его нагрузке.

Рассмотрим 1 вариант.

Суммарные потери активной мощности в АД определяются по выражению:

$$\begin{aligned} \Delta P &= [Q_{xx}(1-K_3^2) + K_3^2 Q_n] K_3 + \Delta P_{xx} + K_3^2 \Delta P_{a.n.}, \quad (14) \\ Q_{xx} &= \sqrt{3} \cdot i_{xx} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 71 \cdot 0,38 = 46,7 \text{ квар}; \\ Q_n &= P_n \cdot \text{tg}\varphi / \eta_n = 125 \cdot 0,426 / 0,92 = 58 \text{ квар}; \\ K_3 &= P_{\text{факт}} / P_n = 70 / 125 = 0,56; \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{a.n.}$  – прирост потерь активной мощности в АД при номинальной мощности

$$\Delta P_{a.n.} = P_n [(1-\eta_n) / \eta_n] \cdot [1 / (1+j)] = 125 [(1-0,92) / 0,92] \cdot [1 / (1+1,22)] = 4,9 \text{ кВт},$$

где  $j$  – расчетный коэффициент, определяемый по выражению:

$$j = \Delta P_{xx} / [(100-\eta_n) - \Delta P_{xx}] = 4,4 / [(100-92) - 4,4] = 1,22.$$

Потери активной мощности на холостом ходу АД определим по выражению:

$$\Delta P_{xx} = P_n [(1-\eta_n) / \eta_n] \cdot [j / (1+j)] = 125 [(1-0,92) / 0,92] [1,22 / (1+1,22)] = 5,97 \text{ кВт}.$$

где  $K_3$  – коэффициент повышения потерь  $K_3 = 0,1$

$$\Delta P_{\text{сумм.}} = [46,7 \cdot (1 - 0,31) + 0,31 \cdot 58] \cdot 0,1 + 5,97 + 0,31 \cdot 4,9 = 12,5 \text{ кВт}$$

Рассмотрим 2 вариант

$P'_H = 75 \text{ кВт}$ .  $U_H = 0,38 \text{ кВ}$ ;  $\eta'_H = 0,91$ ;  $\cos \varphi' = 0,92$ ;  $i'_{xx} = 42,6 \text{ А}$ ;  $\Delta P'_{xx} = 3,2\%$ ;  $K'_3 = 0,93$ .  
Результаты расчетов:

$$Q'_{xx} = \sqrt{3} \cdot i'_{xx} \cdot U_H = \sqrt{3} \cdot 42,6 \cdot 0,38 = 28 \text{ квар};$$

$$Q'_H = P'_{xx} \cdot \text{tg} \varphi' / \eta'_H = 75 \cdot 0,426 / 0,91 = 35,1 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{\text{а.л.}} = P'_H [(1 - \eta'_H) / \eta'_H] \cdot [1 / (1 + j)] = 75 [(1 - 0,91) / 0,91] [1 / (1 + 0,55)] = 4,8 \text{ кВт};$$

$$j' = \Delta P'_{xx} / [(100 - \eta'_H) - \Delta P'_{xx}] = 3,2 / [(100 - 91) - 3,2] = 0,55;$$

$$\Delta P'_{xx} = P'_H [(1 - \eta'_H) / \eta'_H] \cdot [j' / (1 + j')] = 75 [(1 - 0,91) / 0,91] \cdot [0,55 / 1,55] = 2,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{сумм.}} = [28 \cdot (1 - 0,87) + 0,87 \cdot 35,1] \cdot 0,1 + 2,6 + 0,87 \cdot 4,8 = 10,22 \text{ кВт}.$$

Снижение суммарных потерь составит:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сумм.}} + \Delta P'_{\text{сумм.}} = 12,5 - 10,22 = 2,28 \text{ кВт}.$$

Таким образом, расчеты подтвердили целесообразность замены двигателя.

Следует отметить, что значительные резервы экономии электроэнергии заложены в стимулировании выравнивания суточных графиков электрических нагрузок путем регулирования электропотребления. Снижение резко выраженного максимума нагрузки способствует снижению потерь электроэнергии в элементах внутрицеховой сети.

При решении проблемы компенсации реактивной мощности потребители в условиях рыночных отношений поставлены перед альтернативной задачей – или устанавливать конденсаторную установку в электрической близости к местам потребления РМ и оплачивать в совокупности некомпенсированную часть РМ, аппаратуру управления, защиты компенсирующих устройств, оплачивать расходы на эксплуатацию КУ; или не устанавливать КУ и платить за перетоки РМ в полном объеме, а также возмещать тот ущерб который возможен при избыточных перетоках РМ к потребителю.

Потребитель, исходя из финансовых возможностей, пользуясь [2], выбирает для себя приемлемый вариант режима РМ в расчетном узле нагрузки.

### Выводы

1. В практических расчетах потерь в низковольтных двигателях их коэффициент загрузки принимается равным коэффициенту загрузки питающего их трансформатора.
2. Целесообразность замены недогруженных асинхронных двигателей на двигатели меньшей мощности должна быть обоснована сравнением величины суммарных потерь активной мощности у заменяемых двигателей.

### Список литературы

1. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артёрбеv, Савченко О. В. – М.: НЦ ЭНАС, 2003 г. С. 20–29
2. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між

електропередавальною організацією та її споживачами (затверджена наказом міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01 2002) // Офіційний вісник України, – 2002. – № 6. 147 с.

3. Методические указания по расчету, анализу потерь энергии и выбору мероприятий по их снижению в электрических сетях энергосистем. – Киев.: 2005 г. – С. 26–27.

4. Гольстрем В. А, Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов. В. А. Гольстрем, Ю. Л. Кузнецов – Киев.: Техника, 1985 г. – С. 35–37.

5. Буцьо З. Ю. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України // З. Ю. Буцьо, Мартинюк В. І. // Енергетика та електрифікація, № 12, 2010. – С. 25–26.

## SPECIFICS OF ENERGY-SAVING TECHNOLOGIES IN ELECTRICAL POWER SUPPLY SYSTEMS OF OPERATING INDUSTRIAL ENTERPRISES

I. G. KIRISOV, assistant

T. I. OVCHARENKO, senior teacher

*The paper deals with the specifics of different energy-saving technologies that can be applied in electrical power supply systems of industrial enterprises. The paper presents calculations that corroborate the feasibility of replacement of asynchronous motors that are not used to full load with less powerful ones.*

**Key words:** *electrical power supply systems of industrial enterprises, energy losses, asynchronous motors.*

1. The Glandule Yu.S. Arterbev A.V., Savchenko O.V. (2003) The Calculation, analysis and standertization of the losses to electric powers in electric set. Manual ч practical calculation, [ Raschet analiz normirovanie poter elektroenergii v elektricheskikh setiah ], NC ENAS. Moscow.– P. 20–29

2. The Methods of the calculation of the charge per перетоки of the reactive electric power between electrosupplying organization and her consumer.(confirmed by order ministry fuel and energy of the Ukraine No19 from 17.01 2002), [Metodika obchislenia platy za peritikanian reaktivnoyi elektroenergii mig elektropredavalnou organazasiu ta spogevochamy ], Official herald of the Ukraine, 2002. No 6. p.147.

3. The Methodical instructions on calculation, analysis of the losses to energy and choice action upon their reduction in electric set energosistem, [ Metodicheskie ukazahia po raschetu analizu poter energii i vyboru meropriiaty po ich snigeniy v elektricheskikh setyh energosistem ]. – Kiev.: 2005 P. 26–27.

4. Golistrem V. A. (1985) Guide to spare fuel-energy resource,[Spravochnik gj tkonomii energeticheskikh resursov ], Technology, Kiev: – P. 35–37.

5. Bucio Z. Yu.(2010) The Analysis of the losses to electric energy in electric network all level voltages and power system leading foreign countries and Ukrainy, Energy and electrification[ Analiz vtrat elektricheskoy energii v elektromeregach usich rivnev naprugy v energosistemach providnych zarubignykh krain ta Ukrainy ], No 12. P. 25–26.

Поступила в редакцию 10.02 2014 г.