

7. Богуславский Н. З. Генераторы автономных электростанций: проблемы повышения электромагнитного использования и обеспечения динамических режимов // Изв. РАН. Энергетика. – 2004. – № 6. – С. 29–37.
8. ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Госстандарт. – 1998.
9. Шумилов Ю. А., Герасимчук В. П. Исследование магнитных вибровозмущающих сил асинхронного двигателя при питании от статического преобразователя частоты // Техническая электродинамика. – 1997. – № 4. – С. 44–47.
10. Kotsopoulos A., Heskes P., Jansen M. Zero-crossing distortion in grid-connected PV-inverters // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2005. – V.52, № 2. – P.558-565.
11. Дзензерский В. А., Задонцев В. А., Бурылов С. В., Плаксин С. В., Тарасов С. В., Шкіль Ю. В. Ветро-солнечные установки и распределенная генерация электроэнергии // Праці Ін-ту електродинаміки Нац. акад. наук України: Зб. наук. праць, 2006. – Спец. вип. – С. 100–103.
12. Патент на винахід по заявці № А2006 06729, МПК 7 Н02 К 1/12. Буферний накопичувач кінетичної енергії / М. Я. Житник, Ю.І. Липський, С.В Плаксін, Л. М. Погоріла, І.І. Соколовський. – від 16.06.2006.
13. Патент на винахід по заявці № а 2006 10975, МПК 7 Н02J 9/06. Система безперебійного електропостачання споживачів змінного струму / В. О. Дзензерський, М. Я. Житник, Ю. М. Нагорна, С.В Плаксін, Л. М. Погоріла, І.І. Соколовський. – від 17.10.2006.
14. Патент на винахід по заявці № 200600074, МПК 7 E04D 13/00, F21S 39/04, F24J 3/00, H05B 37/02, H01L 31/18, H01L31/042. Автономна фотоелектрична установка / В. О. Дзензерський, С. В Плаксін, Л. М. Погоріла, І.І. Соколовський, С. В. Тарасов, Ю. В. Шкіль– від 03.01.2006.

Поступила в редакцію 04.04.07 г.

*Проаналізовано принципи побудови гібридних вітро-сонячних енергетичних установок із загальними пристроями накопичення і перетворення енергії і з використанням активних демпферуючих пристроїв у вітросилових агрегатах.*

*Methodology of hybrid wind-sun power plants construction with the common equipment of accumulation and transformation of energy and with the use of active damper equipment in wind turbine aggregate are analysed.*

УДК.620.9

Л. А. Варинская

## Экономическая оценка модернизации ТЭЦ в условиях энергоемкого промышленного предприятия

*С учетом существующих цен в Украине на энергоносители предложен расчет экономической эффективности модернизации ТЭЦ, принадлежащий энергоемкому промышленному предприятию. Определена удельная себестоимость вырабатываемых на ТЭЦ тепла и электроэнергии.*

Повышение цен на природный газ, нефть и другие энергетические ресурсы ставит перед руководителями крупных промышленных предприятий Украины, (таких как, металлургические комбинаты и предприятия химической промышленности) проблемы, связанные с поиском дешевого топлива, либо с разработкой и внедрением эффективных способов использования материальных ресурсов, имеющихся в их распоряжении. Относительно недавно (около 7–10 лет назад) технические проекты по модернизации энергетических предприятий, вырабатывающих тепло и электрическую энергию, однозначно рекомендовали широкое внедрение природного газа в качестве технологического топлива (так как, во-первых, природный газ характеризуется более высокой по сравнению с углем теплоотворной способностью, и, во-вторых, использование газа сопровождается целым рядом других положительных эксплуатационных преимуществ). И, самое главное, не-

высокие цены на газ (примерно 18 грн. за 1000 м<sup>3</sup> по сравнению с ценой за тонну угля около 13 грн.) делали проекты, основанные на замене твердого топлива на природный газ, экономически выгодными, характеризующимися сроками окупаемости капитальных вложений в такие проекты (2–3 года). Однако, современная экономическая ситуация на Украине требует пересмотра и нового переосмысления ранее экономически целесообразных технических решений и проектов, в том числе (и в плане модернизации энергетических предприятий, вырабатывающих тепло и электроэнергию).

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) представляют собой особый вид теплоэлектростанций (ТЭС), предназначенных для одновременного (комбинированного) производства электричества и тепла. Производство на ТЭС осуществляется путем преобразования в котлоагрегате химической энергии топлива в тепловую энергию пара высокого давления, приводящего в механическое движение турбину, генерирующую электричество.

Рассматриваемые основные варианты модернизации ТЭЦ, входящей в состав крупного энергоемкого промышленного предприятия (например, запорожского алюминиевого комбината – ЗАЛК, характеризуются следующими отличительными особенностями. При первом варианте модернизации ТЭЦ предполагается установить на ней дополнительный котел БКЗ-75-39 ФБ. При втором варианте модернизации ТЭЦ на ней планируется осуществить переход с твердого топлива (уголь) на природный газ и довести производительность рабочих котлов до 110 т/час, не изменяя их общее количество. Модернизации в этом случае подвергались бы, в основном, конвективные поверхности нагрева: пароперегреватель, экономайзер и воздухоподогреватель. При этом полагается одинаковой для обоих предложенных к рассмотрению вариантов модернизации достигнутая величина мощности ТЭЦ.

Следует обратить внимание, что в силу специфики основного производства на ЗАЛК основным видом топлива для его ТЭЦ является природный газ. Твердое же топливо используется, как правило, только в зимнее время года или как компенсатор высвобождаемого природного газа для нужд города (т. е. ТЭЦ является буферной станцией). Доля твердого топлива (угля) составляет примерно 40 % от общего расхода топлива по ТЭЦ. Однако, по причине непростой экономической и политической обстановки в Украине, в случаях отсутствия природного газа независимо от времени года на ТЭЦ в качестве топлива для котлоагрегатов используется уголь (сжигание угля при этом происходит в пылевидном состоянии). Потребность в топливе для работы ТЭЦ в течение года приведена табл. 1.

Таблица 1. Годовой расход топлива для работы ТЭЦ

Вариант/ физические параметры/цена	Годовой расход топлива		
	натурального		условное топливо, тыс.т
	уголь, тыс. т	природный газ, тыс. м <sup>3</sup> / тыс.т (при удельном весе $\gamma_{\Gamma} = 0,71 \text{ кг/м}^3$ )	
Первый	341,54	54660/38,8	294,44
Второй	243,29	114622,1/81,38	271,54
Теплотворная способность Ккал/т, ( $Q_{\text{H}}^{\text{p}}$ )	5119,5	8050	7000
Цена за тонну, (1000 м <sup>3</sup> ), грн	276*	500**	Прини- мается условно

Примечания табл. 1:

\* - цена на энергетический уголь принимается согласно прогнозному балансу потребления электроэнергии и топлива на 2007 год в Украине, разработанному Минтопэнерго; реальная (рыночная) цена для промышленного предприятия несколько выше [1, 3];

\*\* - цена на газ является ключевым параметром в данном расчете экономической оценки вариантов модернизации ТЭЦ, поэтому она выбирается с учетом государственных нормативных положений и гарантий [2].

В связи с заменой угля на природный газ эксплуатационная оценка ТЭЦ осуществляется посредством сопоставления объемов выхода шлака и золы, а также расхода воды на технологические цели. Поскольку эти данные не представляют особого значения для дальнейшего экономического анализа, имеет смысл указать только очевидные преимущества второго варианта модернизации (с использованием природного газа в качестве топлива). А именно, по данным ЗАЛК, при работе ТЭЦ с использованием природного газа вместо угля:

- выход шлака и золы уменьшается приблизительно на 2,6 т/час (что составляет около 11 %);
- экономия от расхода воды составляет 13,6 м<sup>3</sup>/час (приблизительно 7,7 %).

При оценке вариантов модернизации ТЭЦ не проводились расчеты экономии денежных средств из-за сокращения расхода воды на технологические цели.

Годовая выработка пара ТЭЦ, согласно [4], определится по формуле:

$$D_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}} = D_{\text{ср}} \tau_{\text{ср}} + D_{\text{л}} \tau_{\text{л}}, \quad (1)$$

где  $D_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}}$  – годовая выработка пара ТЭЦ, т/час;  $D_{\text{ср}}, D_{\text{л}}$  – производительность при средне-зимнем и летнем режимах (которые составляют соответственно 370 и 327 т/час);  $\tau_{\text{ср}}, \tau_{\text{л}}$  – продолжительность средне-зимнего и летнего периодов, составляющая соответственно 4200 и 4560 часов (что в сумме равно календарному фонду времени – 8760 часов).

В результате расчета годовая выработка пара для рассматриваемой ТЭЦ составляет 3050 тыс. тонн пара, что с учетом среднего удельного значения теплосодержания пара определяет выработку тепла ТЭЦ в год ( $Q_{\text{выр}}$ ) в объеме 1970 тыс. Гкал.

В соответствии с энергетическим балансом [4], вся энергия пара, выработанного ТЭЦ при сжигании топлива, расходуется на выработку тепла для технологических целей. Поэтому при составлении теплового баланса для выработки пара по ТЭЦ необходимо отдельно вычислять:

– отпуск тепла ( $Q_{\text{отп1}}$ ) для выработки пара с давлением 40 кгс/см<sup>2</sup> ( $D_{\text{отп1}}$ ) при температуре 300<sup>0</sup>С (максимальный часовой расход – 100 т/час, расход при средне-зимнем режиме работы ТЭЦ – 84 т/час, расход при летнем режиме – 74 т/час; теплосодержание пара с указанными параметрами составляет 706,9 Ккал/кг);

– отпуск тепла ( $Q_{\text{отп2}}$ ) для выработки пара с давлением 8 кгс/см<sup>2</sup> ( $D_{\text{отп2}}$ ) при температуре 260<sup>0</sup>С (максимальный часовой расход – 280 т/час, расход при средне-зимнем режиме работы ТЭЦ – 236 т/час, расход при летнем режиме – 208 т/час; теплосодержание пара с указанными параметрами составляет 709,3 Ккал/кг);

– отпуск тепла на возврат конденсата ( $Q_{\text{конд}}$ ) с учетом коэффициента возврата конденсата ( $k_{\text{вк}} = 0,856$ ) и теплосодержания пара в конденсате ( $i_{\text{к}}$ ), равном 85,5 Ккал/кг.

Вычисление по двум первым пунктам выполняется по формуле (1):

$$D_{отп.1} = 84,4 \cdot 4200 + 74,0 \cdot 4560 = 692 \text{ тыс.т.},$$

$$D_{отп.2} = 236 \cdot 4200 + 208 \cdot 4560 = 1940 \text{ тыс.т.}$$

С учетом приведенных выше значений теплосодержания пара (с разными его параметрами), объем выработки тепла составит:  $Q_{отп.1} = 490$  тыс. Гкал, а  $Q_{отп.2} = 1375$  тыс. Гкал.

Расчет количества тепла на возврат конденсата выполняется по формуле:

$$Q_{конд} = (D_{отп.1} + D_{отп.2})k_{вк}i_k, \quad (2)$$

что в цифрах составляет:

$$Q_{конд} = (692 + 1940) \cdot 0,856 \cdot 85,5 \cdot 10^3 = \\ = 192,63 \text{ млн. Ккал или } 192,63 \text{ тыс. Гкал.}$$

Рассчитаем отпуск тепла по ТЭЦ в год для выполнения технологических процессов:

$$Q_{отп}^{тех} = Q_{отп.1} + Q_{отп.2} - Q_{конд}, \quad (3)$$

что составляет 1673 тыс. Гкал.

Тепло, которое вырабатывается ТЭЦ, используется, кроме целей технологии, также для работы заводской котельной. Годовой отпуск горячей воды ( $Q_{отп}^{ГВ}$ ) котельной по данным завода в год составляет 292 тыс. Гкал при максимальном часовом отпуске ( $Q_{отп}^{ГВ}$ ) 132 Гкал час. Если допустить в виде 3 % размер внутростанционных потерь, то годовая выработка тепла ТЭЦ для работы водогрейной котельной составит:

$$Q_{выр}^{вк} = 1,03 \cdot 292 = 301 \text{ тыс. Гкал.} \quad (4)$$

$$\text{или } Q_{выр} = 1970 + 301 = 2271 \text{ тыс. Гкал/год.}$$

Аналогично возможно рассчитать годовой отпуск тепла хозяйством ТЭЦ:

$$Q_{отп} = 1673 + 292 = 1965 \text{ тыс. Гкал}$$

Следует принять во внимание, что расход топлива (только природный газ) для работы водогрейной котельной по рассматриваемым вариантам одинаков и составляет, по данным предприятия,  $B_{г}^{вк} = 41000$  тыс. м<sup>3</sup> в год.

Годовая выработка электрической энергии ( $W_{выр.эл}^{год}$ ) осуществляется с помощью трех ( $n = 3$ ) турбоагрегатов типа Р-12-35/5 с противодавлением пара 10 кгс/см<sup>2</sup> и определяется в виде [4]:

$$W_{выр.эл}^{год} = W_{эл} T_{сур} n, \quad (5)$$

где  $W_{эл}$  – часовая производительность одного турбоагрегата, которая корректируется поправочным коэф-

фициентом ( $\beta_p$ ), принимающий значение 1,21 при величине противодавления, равном  $P_{г} = 8 \text{ кгс/см}^2$ . Значение  $W_{эл}$  рассчитывается для номинальной мощности турбины 12 МВт следующим образом:

$$W_{эл} = \frac{12000}{\beta_p}. \quad (6)$$

В формуле (5) параметр  $T_{сур}$  характеризует продолжительность работы одной турбины в течение года с учетом осуществляемых ремонтов (средняя продолжительность выполнения которых планируется в течение полных 12 суток) и составляет 8472 часа.

С учетом вышеизложенного, возможно определить выработку электрической энергии ТЭЦ за год:

$$W_{выр.эл}^{год} = \frac{1200}{1,21} 8472 \cdot 3 = 252 \text{ млн. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Отпуск же электрической энергии ( $W_{отп.эл}^{год}$ ) ТЭЦ составит только 192 млн. кВт ч, если принять расход электрической энергии на собственные нужды (по данным предприятия) в размере 60 млн. кВт ч.

Тепловой баланс ТЭЦ описывается выражением:

$$Q_{выр} = Q_{отп}^T + Q_{отп}^{эл} + Q_{сн}, \quad (7)$$

в котором осуществлен полный учет направлений использования тепловой энергии, выработанной ТЭЦ ( $Q_{выр}$ ): для тепла ( $Q_{отп}^T$ ), электрической энергии ( $Q_{отп}^{эл}$ ), а также на собственные нужды ( $Q_{сн}$ ).

Для расчета количества теплоты, отнесенного на выработку электрической энергии тремя турбинами, необходимо воспользоваться формулой [4]:

$$Q_{выр}^{эл} = 3 \cdot D(i_{вход} - i_{вых})T_{сур} \quad (8)$$

где  $D$  – расход пара на каждую турбину (который в расчете принимаем равным 120 т/час);  $i_{вход}$ ,  $i_{выход}$  – тепло-содержание пара на входе и на выходе из рабочего пространства (которые принимаются равными соответственно 790 и 709 ккал/кг);  $T_{сур} = 8472$  часа – продолжительность работы турбин по выработке электрической энергии.

Расчет по формуле (8) с использованием приведенных данных дает следующий результат:

$$Q_{выр}^{эл} = 247,5 \text{ тыс. Гкал/год.}$$

Количество теплоты, отпущенное на электрическую энергию ( $Q_{отп}^{эл}$ ), определим из соотношения:

$$Q_{отп}^{эл} = \frac{Q_{выр}^{эл}}{W_{выр.эл}^{год}} W_{отп.эл}^{год}, \text{ или}$$

$$Q_{отп}^{эл} = \frac{247,5 \cdot 10^3}{252 \cdot 10^6} 192 \cdot 10^6 = 188 \text{ тыс. Гкал/год.}$$

Из формулы (7) вычислим общий расход тепла на собственные нужды:

$$Q_{сн} = 1970 - 1673 - 188 = 109 \text{ (тыс. Гкал/год)}$$

Количество тепловой энергии, расходуемой на собственные нужды при выработке ТЭЦ тепла, определим из следующей пропорции:

$$Q_{сн}^T = \frac{Q_{сн} \cdot Q_{отп}^T}{Q_{сн} + Q_{отп}^T}, \text{ или}$$

$$Q_{сн}^T = \frac{109 \cdot 10^3 \cdot 1673 \cdot 10^3}{1673 \cdot 10^3 + 247,5 \cdot 10^3} = 95 \text{ тыс. Гкал/год.} \quad (10)$$

Определим расход тепла на собственные нужды в виде разницы значений общего расхода тепла на собственные нужды и количества тепловой энергии, расходуемой на собственные нужды при выработке ТЭЦ тепла:

$$Q_{сн}^{эл} = 109 - 95 = 14 \text{ (тыс. Гкал/год)}$$

$$\left. \begin{aligned} Q_{по/теп} &= Q_{отп}^T + Q_{сн}^{теп} \\ Q_{по/эл} &= Q_{отп}^{эл} + Q_{сн}^{эл} \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Из формулы (11) рассчитаем значения тепловой энергии ТЭЦ:

$Q_{по/теп} = 1673 + 95 = 1768$  (тыс. Гкал/год) – для выработки тепла,

$Q_{по/эл} = 188 + 14 = 202$  (тыс. Гкал/год) – для выработки электричества.

Таблица 2. Годовые амортизационные отчисления по ТЭЦ (по данным предприятия ЗАЛК)

По вариантам/ Общие	Здания, сооружения			Оборудование и монтаж			Сумма
	Балансовая стоимость, тыс. грн	$H_{ам}$ %	Затраты на амортиз. тыс. грн	Балансовая стоимость, тыс. грн	$H_{ам}$ %	Затраты на амортиз. тыс. грн	
Первый вариант	2597,45	3,1	80,52	6856,44	10	685,64	766,16
Второй вариант	1765,75	3,1	54,74	6505,57	10	650,56	705,30
ТЭЦ	4860,44	3,1	150,67	7905,2	10	790,52	941,19
Модернизация и расширение							
Химводоочистка	264,8	3,1	8,21	200,0	10	20,0	28,21
Водогрейная котельная	315,12	3,1	9,77	374,95	10	37,50	47,30
Замена турбины фирмы Vogzиг на P-12-35/5	40,53	3,1	1,26	287,35	10	28,74	30,00

Затраты на топливо для работы всего хозяйства ТЭЦ по рассматриваемым вариантам ( $Z_{топ}$ ) определяются в виде [5]:

$$Z_{топ} = C_{уг} B_{уг} + C_{газ} B_{газ} \quad (13)$$

Определим коэффициенты, которые характеризуют части от общего расхода тепловой энергии, приходящиеся на выработку отдельно тепла ( $\eta_T$ ) и электрической энергии ( $\eta_{эл}$ ):

$$\left. \begin{aligned} \eta_T &= \frac{Q_{отп}^T + Q_{сн}^T}{Q_{выр}} \\ \eta_{эл} &= \frac{Q_{отп}^{эл} + Q_{сн}^{эл}}{Q_{выр}} \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

Результаты расчета показывают следующие процентные соотношения при распределении общего расхода тепловой энергии, выработанной ТЭЦ: на тепло расходуется 89,7 %, а на электрическую энергию – 10,3 %, (или в соотношении 8,7:1).

Как известно, годовые эксплуатационные расходы по ТЭЦ состоят из [5]:

- затрат на топливо;
- затрат на амортизацию;
- затрат на заработную плату (для удобства вычислений численность эксплуатационного и административно – управленческого персонала ТЭЦ принимается одинаковой для рассматриваемых вариантов); в соответствии с данными предприятия численно составляют 150 человек, а фонд зарплаты – 1440 тыс. грн.);
- прочие расходы (которые учитывают затраты предприятия на воду для технологических целей, на текущий ремонт, на запасные части для основных фондов и т. п.); при этом процент прочих расходов в рассматриваемом примере составляет 40 % и рассчитан относительно величины ежегодных затрат предприятия на амортизацию основных фондов и на зарплату персонала.

Расчет годовых амортизационных отчислений представлен табл. 2.

где  $C_{уг}$ ,  $C_{газ}$  – цена за тонну угля и 1000 м<sup>3</sup> газа по данным из табл. 1;  $B_{уг}$ ,  $B_{газ}$  – годовой расход топлива соответствующего типа.

Вес угля, расходуемого на работу ТЭЦ в течение года, приведен табл. 1. Объемы природного газа, рас-

ходуемого на работу всего хозяйства ТЭЦ в течение года, учитывают (дополнительно к данным табл. 1) расход газа на нужды водогрейной котельной (одинаков для рассматриваемых вариантов и составляет  $V_{\text{г}}^{\text{вк}} = 41000$  тыс. м<sup>3</sup> в год). Поэтому общий расход природного газа при модернизации ТЭЦ определится следующим образом:

– по первому варианту

$$V_{\text{газ}}^{\text{пер}} = 54660 + 41000 = 95660 \text{ (тыс. куб. м/год);}$$

– по второму варианту

$$V_{\text{газ}}^{\text{втор}} = 114662,1 + 41000 = 155622,1 \text{ (тыс. куб. м/год).}$$

Годовые затраты на топливо составляют:

– по первому варианту

$$Z_{\text{топ}}^{\text{пер}} = 276 \cdot 341,54 \cdot 10^3 + 500 \cdot 95,66 \cdot 10^3 = 142,095 \cdot 10^6 \text{ грн};$$

– по второму варианту

$$Z_{\text{топ}}^{\text{втор}} = 276 \cdot 243,3 \cdot 10^3 + 500 \cdot 155,66 \cdot 10^3 = 144,981 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

Прочие производственные расходы соответственно определяются:

– по первому варианту

$$Z_{\text{пр}}^{\text{пер}} = 0,4 \cdot (1440 + 1812,86) = 1301,14 \text{ (тыс. грн);}$$

– по второму варианту

$$Z_{\text{пр}}^{\text{втор}} = 0,4 \cdot (1440 + 1752,2) = 1276,8 \text{ (тыс. грн).}$$

Результаты расчета годовых эксплуатационных расходов ТЭЦ представлены табл. 3.

Таблица 3. Годовые эксплуатационные расходы по ТЭЦ

Показатель	Обозн.	Первый вариант	%	Второй вариант	%
Расход угля, тыс. т/год	$V_{\text{уг}}$	341,5		243,3	
Расход природного газа, тыс. куб м	$V_{\text{газ}}$	54660		114622	
Затраты на топливо, тыс. грн	$Z_{\text{топ}}$	142095	96,87	144981	97,0
Затраты на зарплату, тыс грн.	$Z_{\text{зп}}$	1440	1,0	1440	0,96
Затраты на амортизацию, тыс. грн	$Z_{\text{ам}}$	1812,86	1,24	1752,2	1,17
Прочие расходы, тыс. грн	$Z_{\text{пр}}$	1301,14	0,89	1276,8	0,87
Итого	$Z_{\text{общ}}$	146649	100	149450	100

Удельная себестоимость тепловой энергии для ТЭЦ (для выработки одной Гкал тепла) при каждом варианте модернизации определяется из соотношения:

$$C_{\text{отп}, i}^{\text{теп}} = \frac{\eta_{\text{теп}} \cdot Z_{\text{общ}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{T}} + Q_{\text{отп}}^{\text{ГВ}}}. \quad (14)$$

Удельная себестоимость электрической энергии для ТЭЦ (для выработки одного кВт·ч) при любом варианте модернизации находится из соотношения:

$$C_{\text{отп}, i}^{\text{эл}} = \frac{\eta_{\text{эл}} \cdot Z_{\text{общ}}}{W_{\text{отп}}}. \quad (15)$$

Из формул (14) и (15) определяются значения удельной себестоимости тепла и электрической энергии, вырабатываемых на ТЭЦ:

– по первому варианту

$$C_{\text{отп}}^{\text{теп}} = \frac{0,897 \cdot 146649}{1965} = 66,94 \text{ грн. за Гкал};$$

$$C_{\text{отп}}^{\text{эл}} = \frac{0,103 \cdot 146649}{192000} = 0,078 \text{ грн. за кВт} \cdot \text{ч};$$

– по второму варианту

$$C_{\text{отп}}^{\text{теп}} = \frac{0,897 \cdot 149450}{1965} = 68,22 \text{ грн. за Гкал};$$

$$C_{\text{отп}}^{\text{эл}} = \frac{0,103 \cdot 149450}{192000} = 0,10 \text{ грн. за кВт} \cdot \text{ч}.$$

## Выводы

1. Рассмотренные варианты модернизации ТЭЦ являются экономически примерно равноценными (разница составляет меньше 2 %). Вариант по замене твердого топлива на природный газ (при существенных ценах за тонну угля 276 грн, а на природный газ за 1000 м<sup>3</sup> 500 грн) в современных экономических условиях Украины не является экономически целесообразным.

2. Структура годовых эксплуатационных затрат подтверждает жесткую зависимость стоимости конечного результата деятельности предприятия от его затрат на энергетические ресурсы (97 %).

3. Значения удельных себестоимостей электрической энергии (около 10 коп./кВт ч) и тепла (около 68 грн Гкал), вырабатываемых на ТЭЦ, входящей в состав крупного предприятия, ниже тарифов на тепло (96 грн. за 1 Гкал по данным ЗАТ «Энергогенеруюча компанія «Укр-Кан Пауер») и электрическую энергию (около 30 коп. за кВт ч для второго класса потребителей, которые получают электроэнергию от поставщиков напряжением менее 27,5 кВ в точке продажи), утвержденной Национальной комиссией регулирования электроэнергетики (НКРЭ) Украины для энергопоставляющих компаний [6]. Следовательно, в современных условиях для крупного энергоемкого промышленного предприятия существует выгода самостоятельного энергообеспечения.

Перечень ссылок

1. Сообщение УНИАН в пресс-службе Минуглепрома (от 22.01.07). – Режим доступа: [www.dtek.com.ua](http://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](http://www.kmu.gov.ua), свободный. – Загл. с экрана.
3. Уголь Украины. Доска объявлений. – Режим доступа: [www.ukrcoal.com/broud/](http://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](http://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: