

Александр ПОГОСОВ, Александр ПРИЙМАК, Эдуард МАЛКИН, Евгений КУЛИНКО  
Киевский национальный университет строительства и архитектуры, Украина

## АНАЛИЗ ПОРОГА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭС И ПУТИ ИХ ВОЗМОЖНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ВНЕДРЕНИЯ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПИТАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

В статье приведены результаты анализа порога экономической целесообразности эксплуатации тепловых электростанций, который позволяет определить экономически обоснованные сроки продления работы ТЭС, а также показывает рентабельный уровень затрат топлива на выработку электрической энергии. Во второй части статьи приведены технико-экономические показатели внедрения частотных преобразователей для питательных электронасосов, как один из целесообразных способов модернизации ТЭС.

**Ключевые слова:** тепловая электростанция, паровая турбина, питательный электронасос, частотное регулирование

### ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электростанции (ТЭС, ТЭЦ) являются одним из основных источников производства электрической и тепловой энергии в Украине. Основное оборудование объектов тепловой энергетики Украины было введено в эксплуатацию в 60-70 годы прошлого века [1]. Практически на всех объектах тепловой энергетики Украины уже превышен проектный срок службы (ресурс) энергогенерирующего оборудования, поэтому техническое состояние отрасли в целом является неудовлетворительным - необходимость реконструкции, модернизации и повышения эффективности работы оборудования с внедрением новых ресурсосберегающих технологий не вызывает сомнений. Однако темпы проведения обновления энергогенерирующего оборудования и даже надлежащего технического обслуживания в настоящее время неудовлетворительные, масштабная реконструкция и модернизация хотя и необходимы, но невозможны как по финансовым, так и по организационным причинам.

### 1. ПОРОГ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЭС

Основой для принятия решения о продлении срока службы в большинстве случаев являются экономические причины. Дополнительными факторами

являются ограниченность резерва мощности в системе, прогнозируемая недостаточная прибавка мощности за счет новых блоков, которые вводятся; финансовые проблемы и фактическое исчерпание ресурса данным блоком.

В работе [2] проведен расширенный анализ и определение порога предельной экономической целесообразности продления эксплуатации оборудования тепловых электростанций. Основные выводы по работе [2] приведены ниже.

Динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпущенную электрическую энергию в Украине детально раскрыта в [2]. Часть данных по удельным расходам топлива за период с 1965 по 1985 взята из справочника [3] и отражает преимущественно уменьшение последних вследствие повышения параметров пара и уровня эксплуатации, увеличение единичных мощностей котельных и турбинных агрегатов и отпуска теплоты от теплофикационных турбин.

Вторая часть данных, за период после 1990 г. состоит из статистического материала [4] по отечественным ТЭС, которые в 2004-2014 годах были подчинены НАК «Энергетическая компания Украины». Согласно анализа, проведенного в [2], после 1990 г. наблюдается явно выраженная тенденция роста удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии. Это обусловливается снижением эффективности процессов преобразования и использования теплоты на всех этапах работы ТЭС (в основном связанной с износом и старением оборудования), отсутствием надлежащего обслуживания, эксплуатацией мощностей ТЭС в маневровых режимах, которые отличаются от номинального режима работы; а также несоответствием фактических теплофизических характеристик угольного топлива их проектным значениям [4].

Динамика изменения отпускной цены электроэнергии ( $C_E$ ) (с учетом налогообложения) и ее себестоимости ( $c_E$ ) показаны на рисунке 1 в графическом виде. Статистические данные ( $C_E$ ) аппроксимированы линейной зависимостью.

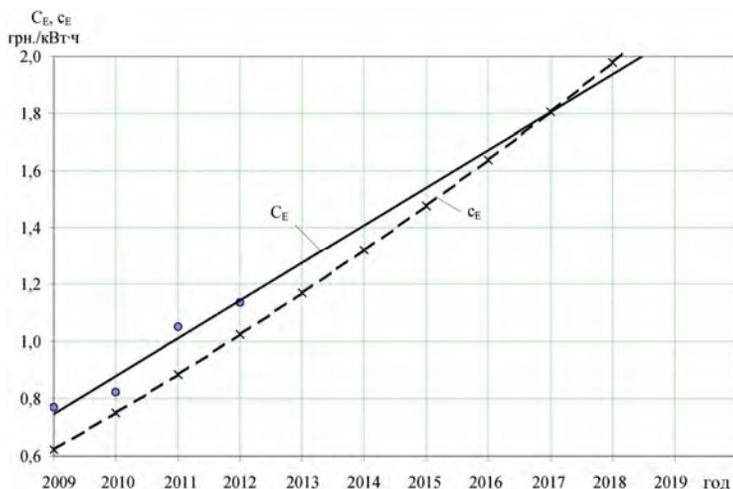


Рис. 1. Прогноз изменений себестоимости ( $c_E$ ) и цены ( $C_E$ ) на электрическую энергию, производимую ТЭС [2]

Как можно видеть на рисунке 1, графики величин ( $C_E$ ) и ( $c_E$ ) пересекаются в значении  $\sim 1,81$  грн./ (кВт·ч), которое достигается в 2017 году.

Расчетное значение величины  $e_E$  за 2017 г. составляет  $e_E = 456,7 \pm 45,7$  г у.т./ (кВт·ч), при этом максимальной границы доверительного интервала соответствует значение  $e_E^{\max} = 502,4$  г у.т./ (кВт·ч) [2].

Стоит заметить, что обычно сроки проектирования и изготовления новых мощностей ТЭС реально составляют не менее 3-4 лет [4], что дополнительно объективно «отодвигает» (увеличивает) фактическую величину удельных расходов условного топлива на время выведения старого оборудования (за такой срок еще на  $\sim 17,1$  г у.т. / кВт·ч за предельное экономически целесообразное значение). Однако, поскольку в этом анализе используются экономически оправданные подходы, из консервативных соображений этот фактор не принимается во внимание.

## 2. ВНЕДРЕНИЕ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

На основе проведенного исследования был предложен анализ возможных путей модернизации и переоснащения оборудования тепловых электростанций. Пути модернизации и переоснащения турбинных ступеней и электрогенерирующего оборудования широко описаны в существующей литературе [5-7]. Направлением исследования в этой работе выбраны элементы комплексной системы ТЭС, которые не нашли широкого обзора в текущих мировых научных направлениях и сопутствующей им литературе.

Особенно интересным, с нашей точки зрения, является модернизация питательных электронасосов, которые на данное время регулируются с помощью дроссельных гидравлических систем. На основе работы Змиевской ТЭС исследована возможность использования частотно регулируемого электропривода (далее ЧП). В работе проведен обзор типичных двигателей питательных электронасосов ТЭС. Далее в работе приводится анализ на базе двигателя АТМ-3500-2 и насоса ПЭ-500-180 (табл. 1 и 2).

Таблица 1. Параметры двигателя АТМ-3500-2 и насоса ПЭ-500-180

| Параметр                                      | Значение |
|---|----------|
| Мощность насоса [кВт]                         | 3800     |
| КПД насоса [%]                                | 76       |
| Напор насоса [кгс/см <sup>2</sup> ]           | 180      |
| Производительность насоса [м <sup>3</sup> /ч] | 500      |
| Мощность двигателя [кВт]                      | 3800     |
| Ток двигателя [А]                             | 435      |
| КПД двигателя [%]                             | 96       |
| cosφ двигателя [от.ед.]                       | 0,85     |

Таблица 2. Расчетные параметры мощности двигателя АТМ-3500-2 при дроссельном регулировании ( $P_{\text{дрос}}$ ) и в системе управления через ЧП ( $P_{\text{чп}}$ )

| Расход [ $\text{м}^3/\text{ч}$ ] | $P_{\text{дрос}}$ [МВт] | $P_{\text{чп}}$ [МВт] |
|----------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| 0                                | 1,8                     | 0,0000                |
| 112,5                            | 2,1225                  | 0,0482                |
| 225                              | 2,445                   | 0,3862                |
| 337,5                            | 2,7675                  | 1,3035                |
| 450,0                            | 3,09                    | 3,09                  |

Очевидно, что экономические показатели внедрения ЧП на двигателях питательных электронасосов базируются на режимах работы станции. Основная экономия достигается при работе ЧП на маневровых режимах работы насосов. Маневровые режимы работы ТЭС (и соответственно всего системного оборудования) обусловлены неравномерностью потребления электрической энергии конечными потребителями и значительным колебанием мощностей ТЭС по сравнению с установленным для них базисом. Анализ режимов работы ТЭС выполняется по следующей методике: на основе операторских журналов «Суточные сведения блоков ТЭС» формируется типичный график постоянных расходов питательной воды электронасосов блока с одинаковыми значениями (табл. 3); рассчитывается мощность и потребление электроэнергии насосами при дроссельном регулировании и с ЧП (табл. 4); рассчитывается разница потребления электроэнергии насосами при дроссельном регулировании и с ЧП (табл. 5); суммарное достижимое значение экономии электроэнергии блоком за типичный период делится на число часов работы блока; полученное значение удельной экономии электроэнергии используется для оценки экономии на блоках ТЭС при использовании данных по числу часов работы блоков. Согласно статистике цен продажи электроэнергии в Оптовый рынок электроэнергии Генерирующими компаниями ТЭС [8] стоимость 1 МВт·ч отпущенной в энергорынок электроэнергии составляет по состоянию на середину 2013 года 809,55 грн. Этот показатель использован для расчета рентабельности и срока окупаемости ЧП.

Таблица 3. Продолжительность постоянных расходов питательной воды на протяжении периода мониторинга

|                               |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Расход питательной воды [т/ч] | 390 | 400 | 410 | 420 | 430 | 440 | 450 | 460 | 470 | 480 | 490 |
| Время работы [ч]              | 8   | 4   | 4   | 8   | 8   | 16  | 16  | 48  | 68  | 140 | 40  |
| Расход питательной воды [т/ч] | 500 | 510 | 520 | 530 | 535 | 550 | 560 | 570 | 580 | 590 | 600 |
| Время работы [ч]              | 52  | 4   | 12  | 16  | 4   | 24  | 16  | 12  | 8   | 20  | 16  |

Таблица 4. Потребление электроэнергии насосами при дроссельном регулировании и с ЧП типичным блоком за расчетный период (типичный<sup>1</sup> месяц работы)

| Q*                | 390     | 400     | 410     | 420     | 430    | 440    | 450    | 460     |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|---------|
| P <sub>дрос</sub> | 2,9180  | 2,947   | 2,975   | 3,004   | 3,033  | 3,061  | 3,090  | 3,874   |
| P <sub>чп</sub>   | 2,012   | 2,170   | 2,337   | 2,512   | 2,696  | 2,889  | 3,090  | 1,612   |
| ΔP                | 0,907   | 0,777   | 0,638   | 0,492   | 0,337  | 0,173  | 0,000  | 2,262   |
| E <sub>дрос</sub> | 23,344  | 11,787  | 11,901  | 24,032  | 24,261 | 48,981 | 49,440 | 185,965 |
| E <sub>чп</sub>   | 16,092  | 8,681   | 9,348   | 20,098  | 21,568 | 46,217 | 49,440 | 77,386  |
| ΔE <sub>i</sub>   | 7,252   | 3,106   | 2,553   | 3,934   | 2,693  | 2,765  | 0,000  | 108,579 |
| Q*                | 470     | 480     | 490     | 500     | 510    | 520    | 530    | 535     |
| P <sub>дрос</sub> | 3,900   | 3,926   | 3,952   | 3,978   | 4,004  | 4,030  | 4,056  | 4,069   |
| P <sub>чп</sub>   | 1,720   | 1,832   | 1,949   | 2,070   | 2,197  | 2,329  | 2,466  | 2,536   |
| ΔP                | 2,181   | 2,095   | 2,004   | 1,908   | 1,807  | 1,701  | 1,590  | 1,533   |
| E <sub>дрос</sub> | 265,217 | 549,673 | 158,089 | 206,866 | 16,017 | 48,362 | 64,898 | 16,277  |
| E <sub>чп</sub>   | 116,936 | 256,447 | 77,946  | 107,661 | 8,789  | 27,947 | 39,454 | 10,145  |
| ΔE <sub>i</sub>   | 148,281 | 293,226 | 80,143  | 99,205  | 7,228  | 20,415 | 25,444 | 6,131   |
| Q*                | 550     | 560     | 570     | 580     | 590    | 600    |        |         |
| P <sub>дрос</sub> | 4,108   | 4,134   | 4,160   | 4,186   | 4,212  | 4,238  |        |         |
| P <sub>чп</sub>   | 2,756   | 2,909   | 3,067   | 3,232   | 3,402  | 3,578  |        |         |
| ΔP                | 1,352   | 1,225   | 1,093   | 0,954   | 0,810  | 0,660  |        |         |
| E <sub>дрос</sub> | 98,595  | 66,146  | 49,921  | 33,489  | 84,241 | 67,808 |        |         |
| E <sub>чп</sub>   | 66,137  | 46,540  | 36,809  | 25,854  | 68,035 | 57,243 |        |         |
| ΔE <sub>i</sub>   | 32,458  | 19,605  | 13,112  | 7,635   | 16,206 | 10,566 |        |         |

Примечание: Q\* - расход питательной воды [т/ч]; P<sub>дрос</sub> - мощность двигателя при дроссельном регулировании [МВт]; P<sub>чп</sub> - мощность двигателя с ЧП [МВт]; ΔP - разница мощности при дроссельном регулировании и с ЧП [МВт]; E<sub>дрос</sub> - потребление электроэнергии двигателем при дроссельном регулировании [МВт·ч]; E<sub>чп</sub> - потребление электроэнергии двигателем с ЧП [МВт·ч]; ΔE<sub>i</sub> - экономия электроэнергии при дроссельном регулировании и с ЧП [МВт·ч].

<sup>1</sup> Под типичным месяцем работы подразумевается месяц, для которого колебания от установленного базиса ТЭС не превышает 30% (принято консервативно в рамках худших условий для работы ЧП)

Таблица 5. Основные экономические показатели при работе в теоретическом типом графике суточных нагрузок [9, 10]

|                                       |          |       |
|---------------------------------------|----------|-------|
| Стоимость ЧП                          | млн. грн | 18,23 |
| Стоимость проектных и монтажных работ | млн. грн | 9,11  |
| Общая стоимость проекта               | млн. грн | 27,34 |
| Экономический эффект проекта          | млн. грн | 6,80  |
| Простой срок окупаемости              | лет      | 4,02  |

Ниже представлены результаты расчета экономического эффекта от внедрения частотно регулируемого привода для типовых графиков нагрузки сети. Исходные данные приняты следующие: пиковая мощность энергоблока Змиевской ТЭС - 200 МВт; расход воды при пиковой нагрузке - 640 т/ч; при пиковой нагрузке в работе находится питательный электронасос с двигателем АД-4000; при нагрузках блока до 140 МВт, и соответственно расходе до 450 т/ч, в работе находится питательный электронасос ПЭ-500-180 с двигателем АТМ-3500-2.

По результатам анализа теоретического цикла удельная экономия электроэнергии составит 1,38 МВт·час/час работы блока, что на 18% меньше, чем при фактических параметрах работы.

## ВЫВОДЫ

Таким образом модернизация элементов комплексной системы ТЭС позволит повысить эффективность станций в целом и добиться сокращения затрат на эксплуатацию ТЭС, высвободит дополнительные ресурсы на необходимую модернизацию предприятия.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Кобзарь С.Г., Исследование процессов горения и теплообмена ультрадисперсных частиц угля в вихревой камере, С.Г. Кобзарь, А.А. Халатов, Промышленная теплотехника 2009, Т. 31, № 7, с. 9-11.
- [2] Падерно Д.Ю., Визначення порогу граничної економічної доцільності подовження експлуатації обладнання теплових електростанцій, Д.Ю. Падерно, О.Г. Погосов, Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: матеріали ХХІІ міжнарод. конф. (8-12 июня 2012 г., г. Ялта, пгт. Кореиз), Гос. агентство екол. інвестицій України [и др.], под ред. канд. техн. наук А.И. Сигала, ИПЦ Алкон, К.: 2012, с. 46-52.
- [3] Теплоэнергетика и теплотехника: Общ. вопр.: справочник, Г.Г. Бартоломей, В.В. Галактионов, А.А. Громогласов и др., под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина, Энергия, М.: 1980, 530 с.
- [4] Шеберстов О.М., Стан теплових електростанцій України, перспективи їх оновлення і модернізації, Енергетика і електрифікація 2004, № 12, с. 98-105. Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=93895&cat\\_id=35082](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=93895&cat_id=35082), Дата звернення: 01.11.2014.
- [5] Шаров Ю.И., Оборудование тепловых электростанций - проблемы и перспективы, Учебное пособие, М-во образования Рос. Федерации. Новосиб. гос. техн. ун-т, Изд-во НГТУ, Новосибирск 2002, 122 с.
- [6] Быстрицкий Г.Ф., Энергосиловое оборудование промышленных предприятий, Учебное пособие, Academia, М.: 2003 (ГУП Сарат. полигр. комб.), 304 с.
- [7] Цанев С.В., Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций, Учеб. пособие для вузов по направлению 650800 «Теплоэнергетика», специальности 100500 «Тепловые и электр. станции» по дисциплинам «Парогазовые и газотурб. установки электростанций» и «Тепловые и атом. электр. станции», С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремизов, под ред. С.В. Цанева, МЭИ, М.: 2002, 580 с.

- 
- [8] Державне підприємство Енергоринок: Аналіз цін, що склалися в ОПЕ з 1 по 10 червня 2013 року [Електронний ресурс]. - Режим доступу до посилання: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=2837>. Дата звернення: 01.11.2014.
- [9] Щепетильников М.И., Сборник задач по курсу ТЭС: [Для теплоэнерг. спец. вузов], М.И. Щепетильников, В.И. Хлопушин, Энергоатомиздат, М.: 1983, 176 с.
- [10] Рыжкин В.Я., Тепловые электрические станции, Учебник для вузов, под ред. В.Я. Гиршфельда, 3-е изд., перераб. и доп., Энергоатомиздат, М.: 1987, 328 с.

### **ANALYSIS OF AN ECONOMIC FEASIBILITY THRESHOLD OF TPP AND WAYS OF POSSIBLE MODERNIZATION OF TPP ON THE EXAMPLE OF THE INTRODUCTION OF FREQUENCY CONVERTERS FOR FEEDING PUMPS**

**This article presents the results of the economic feasibility analysis of the threshold operation of thermal power plants (TPP). The determination of an economic feasibility threshold makes it possible to estimate an economically reasonable extension of TPP lifetime and shows reasonable fuel cost level for electricity generation. The second part of the article shows the technical and economic performance of an introduction of frequency converters for feeding pump as one of the appropriate methods of modernization of TPP.**

**Keywords:** thermal power plant, steam turbine, feeding pump, frequency regulation