

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

УДК 65.0+621.165

Н.Ю. БАБАК, канд. техн. наук; с.н.с. ИПМаш НАНУ, г. Харьков

ОПЫТ РАБОТ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРОВЫХ ТУРБИН МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Наведено характеристику та узагальнено досвід з розробки трьох енергозберігаючих проектів (два з них реалізовано) по встановленню парових турбін малої потужності на підприємствах: коксохімічної, гірничої галузей та комунальної енергетики України.

The characteristics and the experience to develop three energy conservation projects (two of them implemented) the installation of steam turbines for small power plants: coke, mining industries and municipal energy sector of Ukraine.

Введение

Актуальность работ, посвященных энергосбережению при производстве и потреблении тепловой и электрической энергии, очевидна, подкрепляется постановлениями правительства Украины [1]. Определены приоритетные направления энергосбережения: реконструкция и модернизация действующего энергооборудования (в том числе путем замены) с целью повышения его КПД; внедрение установок комбинированного использования тепловой и электрической энергии (когенерация).

Для решения перечисленных задач могут успешно использоваться электрогенерирующие установки малой мощности, создаваемые на базе: двигателей внутреннего сгорания, паровых машин, осевых и радиальных паровых и газовых турбин, винтовых турбин и др. техники. Помимо повышения технико-экономических показателей при установке электрогенерирующих машин (они обычно работают параллельно с электрической сетью) повышается надежность энергообеспечения, обеспечивается энергетическая независимость, что является также весьма важным для предприятия.

Специалисты Института проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины (ИПМаш НАНУ) более 10 лет занимаются разработкой технических предложений (технико-экономических обоснований – ТЭО) по усовершенствованию энергосбережения на промышленных и коммунальных предприятиях посредством установки паровых турбин малой мощности (0,5–25 МВт), внедрением этих разработок [2–7]. Ведутся эти работы в отделе оптимизации процессов и конструкций турбомашин ИПМаш НАНУ под руководством член-корреспондента НАН Украины А.Л. Шубенко (оценка целесообразности установки малых паровых турбин выполнена для ~25 энергетических объектов Украины). Для расчета тепловых схем энергоузлов используется комплекс программ SCAT2000 [8], разработанный в институте.

Часть информации по проблеме не нашла свое отражение в публикациях [2–7], накоплены новые данные, что и обусловило появление настоящей работы.

Состояние вопроса в Украине

До начала финансового кризиса 2008 г. во Всемирной сети было размещено более двух десятков публикаций о начатых работах, а также планах по реализации в Украине проектов по энергосбережению с установкой малых паровых турбин. Эти работы выполнялись, главным образом, на предприятиях химической (ЗАО «Крымский Титан», ОАО «Крымский содовый завод», оба г. Армянск, АР Крым, ЗАО «Северодонецкое объединение «АЗОТ», г. Северодонецк, ОАО «Концерн Стирол», г. Горловка,

ОАО «Суммыхимпром», г. Сумы и др.), коксохимической (ОАО «Макеевкокс», г. Макеевка, ОАО «Баглейкокс», г. Днепродзержинск и др.) и металлургической (ОАО «Запорожсталь», г. Запорожье, ОАО «АрселорМиттал Кривой Рог», ОАО «Днепропетровский металлургический комбинат имени Дзержинского», г. Днепродзержинск) отраслей, были также проекты, относящиеся к коммунальной энергетике (например, для ГП «Винницкие тепловые сети», г. Винница). В проектах, основном, предлагались и реализовывались варианты установки паровых турбин мощностью 4–25 МВт производства Калужского турбинного завода (ОАО «КТЗ», «Силовые машины», РФ) или ОАО «Турбоатом» (г. Харьков). Финансовый кризис приостановил выполняемые проекты и задержал начало реализации планируемых.

В 2011 г. наметилось некоторое оживление в области работ по энергосбережению. Продолжилось, например, строительство комплекса паровой турбины К-12-10ПА на ОАО «РовноАзот», началась реконструкция котельной в мини-ТЭЦ на ОАО «Макеевкокс» (г. Макеевка).

Кризис повысил интерес к установке демонтируемых паровых турбогенераторов малой мощности, стоимость поставки которых в 4–5 раз ниже, чем у новых (в 2010 г. ИПМаш НАНУ было получено две заявки на поиск таких машин). Это, главным образом, массовые турбины советского производства мощностью 6–12 МВт, на начальные параметры пара: 3,8 МПа, 340 °С, чаще конденсационного типа. В Украине и России имеется ряд фирм (например, ООО «Векта», г. Желтые Воды, Украина [8]), которые, имея информацию о продаваемых машинах, выполняют услуги по покупке, демонтажу и поставке под заказ паровой турбины, запрашиваемого типа.

Состояние покупаемой демонтированной турбины (отсутствие коррозии, прогиба ротора и т.д.) заказчик обычно оценивает с привлечением независимых экспертов (из специализированной ремонтной или проектной организации).

Вопрос остаточного ресурса такой турбины решается достаточно просто. Согласно действующих нормативных документов для оборудования, эксплуатируемого при начальных температурах ниже 450 °С, ресурс (корпуса, ротора) может быть продлен (при отсутствии явных дефектов) без проведения специальных экспериментальных и расчетных исследований.

Приобретаемая демонтируемая турбоустановка оснащается современными приборами и АСУТП при реализации проекта ее новой установки. Практика свидетельствует, что на старых ТЭЦ отсутствует современное компьютеризированное теплотехническое оборудование. Освоение и эксплуатация такого оборудования имеет свою специфику.

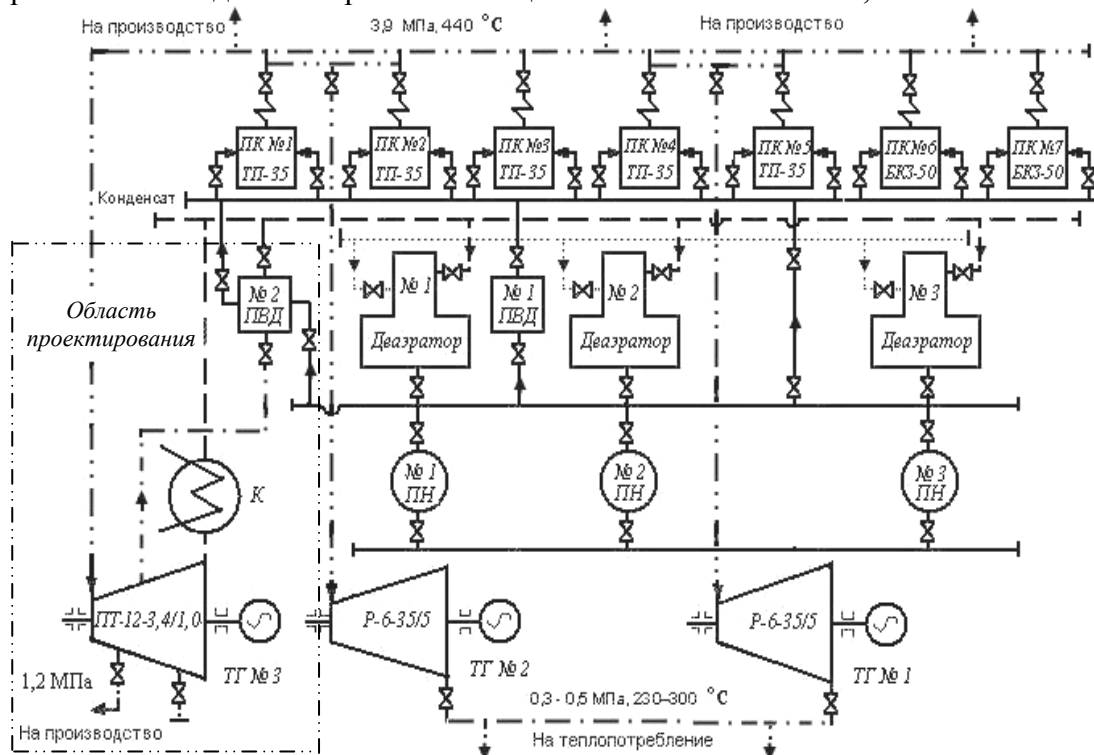
Проблемы при покупке демонтированных турбин, (в основном они выпущены 15–20 лет назад, см., например, прайс-лист [8]) возможны из-за отсутствия полного комплекта оборудования и монтажной документации, которые приходится приобретать на заводе-изготовителе. Это может приводить к заметным дополнительным затратам. Подобные проблемы возникли при выполнении Научно-техническим концерном (НТК) «ИПМаш НАНУ» генподрядных услуг по строительству комплекса турбины К-12-10ПА для ОАО «РовноАзот».

Примеры решения задач энергосбережения на базе установки паровых турбин малой мощности

Далее представлены общие характеристики трех энергосберегающих проектов (первые два были реализованы) по установке малых паровых турбин, в которых принимали участие специалисты ИПМаш НАН Украины.

Примером успешного внедрения на предприятии энергосберегающих мероприятий (от ТЭО до пуска комплекса паровой турбины) может служить проект расширения ТЭЦ ОАО «Ясиновский КХЗ» («ЯКХЗ») (г. Макеевка) [3, 4]. Разработанные ИПМаш НАНУ для этого завода технические предложения по энергосбережению с установкой паровой конденсационной турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1 (ПТ-12) мощностью 12 МВт на параметры пара: 3,4 МПа, 435 °С были успешно реализованы в 2004–2006 гг. при участии НТК «ИПМаш НАНУ» в качестве генподрядчика. Генпроектировщик – ОАО «ДнепрВНИПИэнергопром», г. Днепропетровск. Принципиальная тепловая схема реконструированной ТЭЦ ОАО «ЯКХЗ» представлена на рис. 1.

Турбина ПТ-12 производства ОАО «КТЗ», установленная на этой ТЭЦ, традиционного исполнения, конденсационного типа с регулируемым производственным и теплофикационным отборами пара. Функционирует она в комплексе с генератором Т-12-2-У3 и циркуляционной системой охлаждения на базе башенной градирни с расходом технической воды 3200 т/ч. Для привода турбины используется острый пар, который вырабатывается на котлах заводской ТЭЦ (установлено 7 котлов, см. рис. 1) при сжигании коксового газа. При пуске завода в 50-х годах прошлого века на ТЭЦ ОАО «ЯКХЗ» были установлены две турбины с противодавлением Р-6-35-5. Потребляемая заводом электрическая мощность составляет ~14–14,5 МВт.



Принятые на схеме сокращения

- К – конденсатор;
- ПК – паровой котел;
- ПВД – подогреватель высокого давления;
- ПН – питательный насос;
- ТГ – турбогенератор

Принятые на схеме обозначения

- · · · — пар высокого давления;
- · — пар низкого давления;
- — — питательная вода;
- - - - - конденсат;
- — химически очищенная вода

Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ ОАО «Ясиновский КХЗ» после расширения

Пуск комплекса турбины ПТ-12 позволил заводу полностью перейти на потребление собственной электроэнергии. Избытки электроэнергии (~1,5–1,7 МВт) направляются в сеть. Удельные инвестиции на реализацию проекта составили ~530 USD/кВт (в ценах 2005 г). Окупился проект за 3 года.

Несмотря на общие положительные результаты, эксплуатация комплекса паровой турбины ПТ-12 на ТЭЦ ОАО «Ясиновский КХЗ» выявила ряд недостатков: неэффективно в жаркий летний период работает система оборотного охлаждения конденсатора; имели место просчеты в реализации электрической схемы подключения нового турбогенератора.

Примером использования для энергосбережения современной, высокооборотной турбины может служить проект расширения Ахтырской ТЭЦ (ООО «Брок-Энергия» г. Ахтырка, Сумская обл.). ТЭО выполнялось НТК «ИПМаш НАНУ» совместно с ООО «Котлотурбопром» ХЦКБ «Энергопрогресс» (г. Харьков). На этой центральной установлен малый энергоблок, который включает паровую турбину Р-0,75-0,4/0,03 (Р-0,75) мощностью 0,75 МВт (изготовлена ЗАО «Энерготех», г. Санкт-Петербург) и малый паровой котел производительностью 10 т/ч пара с параметрами 1,4 МПа, 230 °С. Этот проект реализован в 2008–2010 гг. с целью улучшения показателей работы станции в летний период [4, 5]. На Ахтырской ТЭЦ ранее были установлены: паровые котлы ТС-35у (3 шт.), пиковые водогрейные котлы КВГМ-50 (2 шт.), паровые турбины АТ-6 и АП-6 мощностью по 6 МВт.

В отопительный период турбина Р-0,75 питается паром из производственного отбора станционной турбины АП-6, в летний период – от малого парового котла (см. рис. 2, где представлена схема включения турбины Р-0,75 (ТГ-3) в летний период). Экономический эффект достигается за счет дополнительной выработки электроэнергии и подогрева воды на горячее водоснабжение (летом) паром с более низкими параметрами (отработавшим в турбине Р-0,75).

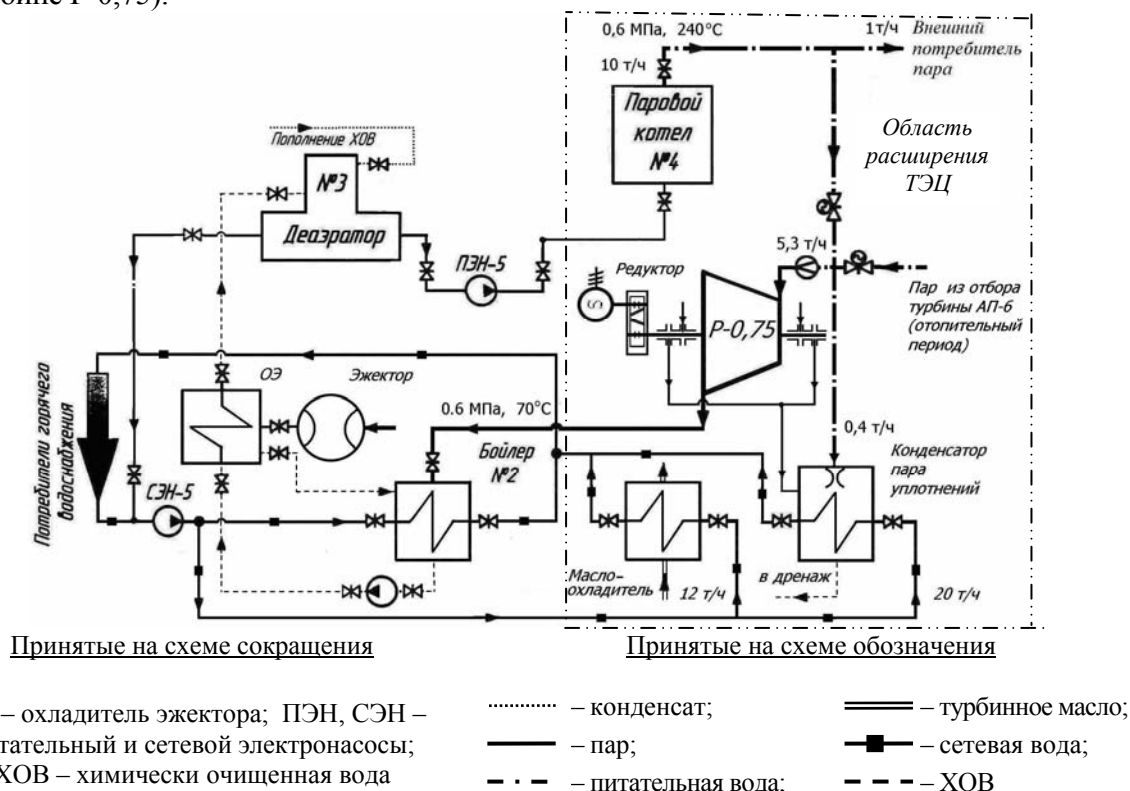


Рис. 2. Тепловая схема Ахтырской ТЭЦ в летний период после установки турбины Р-0,75 и малого парового котла (станционный № 4)

Расчетный срок окупаемости проекта установки турбины P-0,75 ~2,1 года, инвестиции составили ~3 565 тыс. грн. (стоимость «промышленного» природного газа 2570,7 грн/тыс. м³, газа для населения 872,8 грн/тыс. м³, электроэнергии в сети 0,7015 грн/(кВт·ч), все цены 2009 г., в том числе НДС). Генпроектировщик – ОАО «Укрگیпроцукор» (г. Винница). НТК «ІПМаш НАНУ» являлся генподрядчиком этих работ.

Вопросам выбора малого парового котла для работы турбины P-0,75 на Ахтырской ТЭЦ в летний период посвящена публикация [5]. Стоимость проекта установки малого котла «под ключ» ~1500 грн., срок окупаемости проекта ~3 года. Вместо малого котла (по специальному проекту) с давлением пара на выходе 0,6 МПа и пароперегревателем (230 °С) был установлен котел, работающий на насыщенном паре со стандартным давлением 1,4 МПа.

Пробная эксплуатация турбины P-0,75 на Ахтырской ТЭЦ осуществлялись с рядом отклонений от проекта: в летний период с нагрузкой 0,2–0,3 МВт для обеспечения только собственных нужд ТЭЦ (из-за высокой цены природного газа), с повышенным давлением пара на выходе (0,05 МПа) по сравнению с расчетным (0,03 МПа) из-за повышенных потерь в выхлопном тракте. Перечисленное привело к увеличению в 1,4 раза срока окупаемости проекта по сравнению с расчетным.

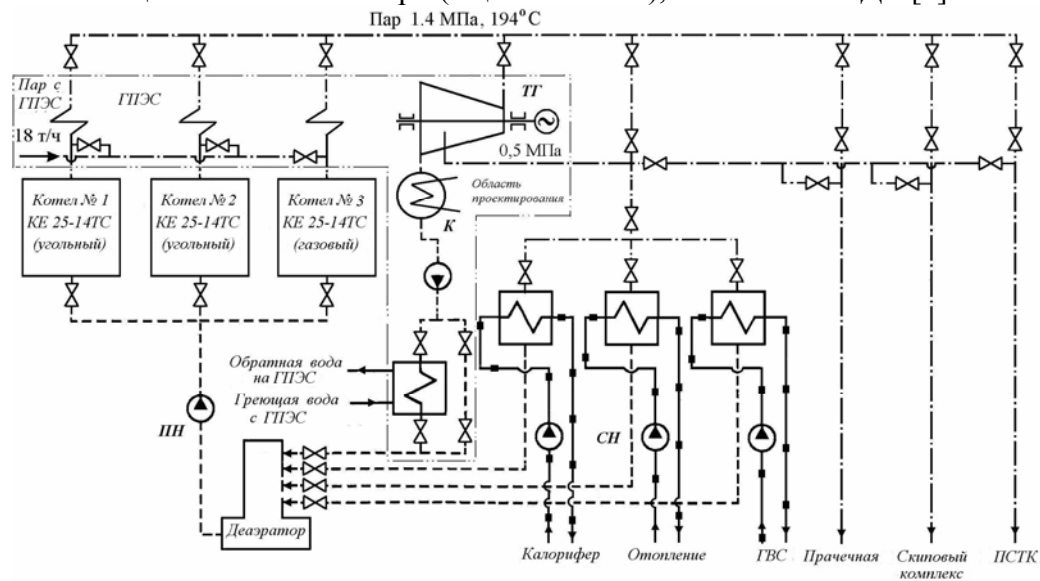
В 2008 г. НТК «ІПМаш НАНУ» выполнено ТЭО по энергосбережению для ОАО «Угольная компания «Шахта Красноармейская Западная № 1», (г. Красноармейск, Донецкая обл.) [6]. Исследовалась экономическая целесообразность реконструкции котельной главной промышленной площадки (ГПП) шахты в мини-ТЭЦ посредством установки малой паровой турбины. Рассматривалось три варианта установки конденсационных турбин разной мощности. В качестве рационального технического решения принят вариант установки турбины T-12-1,2-0,12 (T-12) электрической мощностью 12 МВт с регулируемым теплофикационным отбором. Принципиальная тепловая схема этой мини-ТЭЦ после реконструкции представлена на рис. 3.

На шахтной котельной установлены 3 котла KE-25-14, один работает на шахтном метане (среднее содержание метана в метано-воздушной смеси 35,38 %), два на твердом топливе (см. рис. 3). Тепловая нагрузка котельной в отопительный период 14,95 Гкал/ч (январь), в летний – 0,76 Гкал/ч (только горячее водоснабжение). Котлы базового энергоузла шахты работают с давлением пара 0,2–0,5 МПа. Котел № 1 несет нагрузку в течение всего года. В отопительный сезон один угольный котел KE-25-14ТС работает в пиковом режиме, второй – в резерве.

Особенностью этого проекта является совместная работа шахтной газопоршневой электростанции (ГПЭС) электрической мощностью 36 МВт (ее строительство началось в 2008 г.) и реконструируемой в мини-ТЭЦ котельной ГПП шахты. На мини-ТЭЦ с целью энергосбережения поступает с ГПЭС 18 т/ч насыщенного пара с давлением 1,3 МПа и горячая вода для подогрева питательной воды котлов (~2,47 Гкал/ч) [6].

Результаты исследований показали, что в случае, если на рассматриваемой шахтной мини-ТЭЦ использовать в качестве топлива донецкий уголь марки Г, вместо дешевого шахтного метана (его предполагается использовать на ГПЭС), простой расчетный срок окупаемости проекта установки паровой турбины T-12 составит 5,7 года (стоимость угля 325 грн/т, электроэнергии в сети 0,42 грн/(кВт·ч), цены 2008 г., в том числе НДС). При расчете себестоимости электроэнергии, вырабатываемой этой мини-ТЭЦ, учитывалось влияние сборов за вредные выбросы (последние увеличивают

себестоимость вырабатываемой электроэнергии на 5–7 коп). Инвестиции на реализацию проекта были оценены в ~40 млн. грн (в ценах 2008 г.), в том числе НДС [6].



Принятые на схеме сокращения

Принятые на схеме обозначения

ГВС – горячее водоснабжение; ГПЭС – газопоршневая электростанция; К – конденсатор; ПН, СН – питательный и сетевой насосы; ПСТК – погрузочно-стволовой комплекс; ТГ – турбогенератор

--- – пар; —■— – сетевая вода;
 - - - - конденсат; ——— – вода с ГПЭС

Рис. 3. Принципиальная тепловая схема мини-ТЭЦ ГПП шахты «Красноармейская Западная № 1» после реконструкции в мини-ТЭЦ

В проектах, как правило (если не оговорено в техническом задании), предоставляются результаты расчета трех основных режимов работы паровой турбины. Предприятие-производитель предоставляет диаграмму режимов работы турбины, с помощью которой с использованием графических зависимостей и поправок можно оценить изменение характеристик турбоустановки или предлагает заключить дополнительный договор на услуги по расчету таких характеристик. Выполняя генподрядный договор на установку малой турбины (научно-техническое сопровождение), специалисты ИПМаш НАН Украины, используя программу расчета тепловых схем SCAT2000, решают задачи по анализу и выбору режимов рациональной загрузки теплотехнического оборудования [2–7, 9]. Это в ряде случаев дает заметный экономический эффект, позволяет обоснованно подойти к вопросу выделения средств на ремонт энергетического оборудования.

Заключение

За счет использования при внедрении малых паровых турбин уже имеющегося на энергоузле оборудования стоимость 1 кВт установленной мощности «под ключ» составляет от 800 до 1200 USD* (в ценах 2010 г.) в зависимости от мощности и типа турбины. Это в полтора – два раза меньше чем при строительстве новой ТЭЦ.

* Указанная удельная стоимость внедряемого энергокомплекса на базе паровой турбины малой мощности заметно отличается от данных проектов, представленных в статье ранее. Это вызвано тем, что в последние 5 лет заметно выросли цены на металл и оборудование, в еще большей мере – на строительные-монтажные работы.

Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой мини-ТЭЦ, особенно при установке турбин с противодавлением, может быть в несколько раз ниже, чем в сети. Кроме непосредственной экономической выгоды от получения более дешевой электроэнергии, при переводе котельных в мини-ТЭЦ повышается надежность обеспечения электроэнергией (турбогенераторы работают параллельно с сетью).

Опыт работ по составлению ТЭО и оказанию генподрядных услуг по установке малых паровых турбин на предприятиях Украины свидетельствует:

– о наблюдаемом неуклонном увеличении цен на оборудование и строительно-монтажные работы, что приводит к росту инвестиций на реализацию энергосберегающих проектов;

– отличие реального простого срока окупаемости энергосберегающего проекта от расчетного на стадии ТЭО обычно укладывается в (10–15)%, что при сроках окупаемости реализуемых энергосберегающих проектов (обычно не более 3–4 лет) составляет не более 0,3–0,5 года (увеличение инвестиций при реализации проекта частично компенсируется текущим ростом цен на электроэнергию и топливо);

– основные факторы, влияющие на экономическую эффективность энергосберегающего проекта с установкой малых паровых турбин (утилизация неиспользуемых вторичных энергоресурсов не рассматривались): стоимость топлива, годовая наработка и объем загрузки турбины, энергетический потенциал пара на входе в машину.

Следует считать актуальным создание в Украине серийного производства быстроходных паровых турбин малой мощности в блочном (рамном) исполнении.

Перспективным направлением дальнейших исследований, связанных с реализацией проектов энергосбережения с применением турбин малой мощности, является использование турбин на органических теплоносителях (турбины ORC цикла).

Список литературы: 1. Наказ Міністерства Фінансів України від 04.07.2006 № 631 «Про визначення пріоритетних напрямів енергозбереження» // Офіційний вісник України від 16.08.2006. – 2006. № 31. – С. 206. 2. Шубенко А.Л. Использование паровых турбин малой мощности для энергосбережения на энергоузлах предприятий / А.Л. Шубенко, Н.Ю. Бабак, М.И. Роговой, А.В. Сенецкий // Компрессорное и энерг. машиностроение. – 2008. – № 3. – С. 14-17. 3. Реализация технико-экономического предложения по выработке дополнительной электроэнергии на ТЭЦ Ясиновского коксохимического завода / Ю.В. Филатов, С.А. Медянцева, А.Л. Шубенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2007. – № 4. – С. 8-17. 4. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора / А.М. Пивень, В.В. Васильев, И.В. Гаркавенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2008. – № 10. – С. 22-31. 5. Энергосбережение на мини-ТЭЦ в летний период за счет установки малого парового котла для работы новой паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03 / А.Л. Шубенко, Н.Ю. Бабак, М.И. Роговой и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 1. – С. 9-18. 6. Реконструкция базовой котельной шахты в мини-ТЭЦ в условиях интеграции с газопоршневой электростанцией / Л.М. Лукач, С.Ю. Резников, А.Л. Шубенко и др. // Пробл. машиностроения. – 2010. – Т. 13, № 2. – С. 3-11. 7. Лыхвар Н.В. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики / Н.В. Лыхвар, Ю.Н. Говорущенко, В.А. Яковлев // Пробл. машиностроения. – 2003. – Т. 6, № 1. – С. 30-41. 8. Прайс-лист по энергетическому оборудованию, предлагаемому к реализации [Электронный ресурс]: сайт фирмы, занимающейся поставкой и монтажом энергетического и промышленного оборудования / г. Желтые Воды: ООО «Векта» – Режим доступа: http://www.vekta.dp.ua/?page_id=6–. Последнее обращение: 02.10.2010. – Загл. с экрана. 9. Лыхвар Н.В. Решение задачи рационального распределения нагрузок между турбинами промышленного энергоузла / Н.В. Лыхвар, Н.Ю. Бабак // Пробл. машиностроения. – 2008. – Т. 11, № 6. – С. 9-15.

© Бабак Н.Ю., 2011

Поступила в редколлегию 11.02.11