

УДК 621.165

doi: 10.31498/2225-6733.36.2018.142529

© Лухтура Ф.И.¹, Пыжиков А.В.², Хлестова О.А.³**О НЕКОТОРЫХ СПОСОБАХ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЭЦ**

Рассмотрены вопросы, связанные с некоторыми способами повышения экономичности промышленных ТЭЦ, систем теплоснабжения промышленных предприятий. Проанализирован ряд типовых редуционно-охладительных установок, используемых на промышленной ТЭЦ, дано технико-экономическое обоснование для внедрения паровых турбин малой мощности взамен редуционно-охладительных установок. Определены диапазоны мощности и оптимальный состав рекомендуемых паровых турбин для блоков различного давления промышленной ТЭЦ, эффективность внедрения предлагаемых мероприятий.

Ключевые слова: теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), редуционно-охладительная установка, паровая турбина, КПД, энергосбережение, эффективность.

Лухтура Ф.И., Пыжиков А.В., Хлестова О.А. Про деякі способи підвищення теплової економічності і надійності промислових ТЕЦ. Розглянуті питання, пов'язані з деякими способами підвищення економічності промислових теплових електричних станцій (ТЕЦ), систем теплопостачання промислових підприємств, в тому числі при спаді виробництва. Виділені основні шляхи вдосконалення роботи теплових схем теплової електроповітрянодувної станції: оптимізація режимів роботи існуючого обладнання станції; оптимізація і вдосконалення з заміною котельного обладнання; установка нових, сучасних турбін, в т.ч. різні варіанти заміни на турбіни постійно діючих редуційно-охолоджувальних установок (РОУ); повним заміщенням ТЕЦ з установкою парогазових і газотурбінних станцій або частковим заміщенням (модернізацією) теплової схеми з впровадженням в технологічну схему ТЕЦ утилізаційних установок вторинних джерел низькопотенційної теплоти, наприклад, теплових насосних установок. Даний аналіз способів вдосконалення і підвищення економічності станції в умовах роботи промислового підприємства на сучасному етапі децю звузив коло можливих модернізацій теплових схем промислових ТЕЦ до застосування відомих класичних варіантів – заміни існуючих на ТЕЦ редуційно-охолоджувальних установок (РОУ) на турбіни малої потужності. Проаналізовано ряд типових редуційно-охолоджувальних установок, використовуваних на промисловій ТЕЦ, дано техніко-економічне обґрунтування для впровадження парових турбін малої потужності замість цих редуційно-охолоджувальних установок. Визначені діапазони потужності і оптимальний склад рекомендованих парових турбін для блоків різного тиску промислової ТЕЦ, показана ефективність впровадження запропонованих заходів. Наведено приклад більш ефективної теплової схеми для промислової ТЕЦ з використанням редуційних турбін з виробничим відбором для пароперетворювальних (або випарних) установок і для покриття теплофікаційних навантажень.

Ключові слова: теплоэлектроцентраль (ТЕЦ), редуційно-охолоджувальна установка, парова турбіна, ККД, енергозбереження, ефективність.

F.I. Lukhtura, A.V. Pyzhikov, O.A. Khliestova. On some methods of increasing thermal efficiency and reliability of industrial CHPs. The items related to some ways of effi-

¹ ст. преподаватель, ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь, luhturaelena@gmail.com

² студент, ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь

³ канд. техн. наук, доцент, ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь

ciency increase of industrial thermal power stations (CHP) and of heat supply systems of industrial enterprises have been considered, as well as over recession periods in production. The main ways to improve the thermal schemes of thermal electric blowing station have been identified: optimization of operating modes of the available equipment of the station; optimization and improvement with the replacement of the boiler equipment; mounting of new, modern turbines, incl. various replacements for turbines of constantly operating reduction-cooling units; complete replacement of CHP plants with the mounting of combined cycle and gas turbine stations or partial replacement (modernization) of the heat scheme with the introduction into the technological scheme of heat and power plants of utilization facilities of secondary sources of low-potential heat into the technological scheme, for example, heat pump installations. This analysis of the ways to improve the efficiency of the plant under the operating conditions of an industrial enterprise at the present stage has somewhat narrowed the range of possible upgrades of the thermal schemes of industrial CHPs to the known classical options, that is -replacement of the available reducing and cooling plants with low-power turbines. A number of typical reduction-cooling units used at the industrial CHP have been analyzed, and a feasibility study for the introduction of low-power steam turbines instead of these reduction-cooling plants has been given. The power ranges and the optimal composition of the recommended steam turbines for the various pressure units of the industrial CHP have been determined, and the efficiency of the proposed measures implementation has been shown. An example of a more efficient thermal scheme for an industrial CHP with the use of reduction turbines with production selection for steam-conversion (or evaporative) installations and for covering heating loads is given.

Keywords: cogeneration plant (CHP), reduction-cooling plant, steam turbine, efficiency, energy-saving.

Постановка проблеми. В настоящее время в условиях экономической нестабильности и кризиса, спада производства, роста цен на природное топливо остро встаёт вопрос экономии энергоресурсов, оптимизации производства и усовершенствования технологического процесса. Даже для гигантов современной тяжелой индустрии – металлургической промышленности – непросто конкурировать в современных жёстких условиях рынка. Поэтому ставшее характерной особенностью энергетики Украины, как и других стран европейской части постсоветского пространства последних десятилетий, резкое снижение потребления энергоресурсов, в т. ч. производственного пара от ТЭЦ, промышленными предприятиями (ПП) приводит к снижению экономических и эксплуатационных показателей всех звеньев теплоэнергетической системы ПП, в т. ч. и ТЭЦ. Вполне понятно, что нормальная работа ТЭЦ может быть обеспечена при наличии постоянных тепловых нагрузок. Однако в создавшейся ситуации, вследствие спада производства и уменьшения потребления технологического пара, на промышленных ТЭЦ невозможно вырабатывать проектные тепловые и электрические мощности. В состав же значительного количества ПП входят ТЭЦ, оснащённые противодавленческими турбинами. Такие паротурбинные установки (ПТУ) с промежуточным либо без промежуточного отбора пара не рассчитаны на автономный режим работы, поскольку выработка электроэнергии в них осуществляется на базе отпуска тепловой энергии. На сегодняшний день большинство промышленных ТЭЦ работают с недогруженными противодавленческими турбинами, что приводит как к уменьшению производства электроэнергии, так и к неэффективному использованию топлива, поскольку с уменьшением нагрузки уменьшается коэффициент полезного действия (КПД) как основного и дополнительного оборудования, так и станции в целом. Для установленных на ТЭЦ противодавленческих турбин, спроектированных на работу со значительным отпуском пара в производственный отбор и имеющих ограничения по пропускной способности части среднего давления (ЧСД), это приводит к заметному снижению их электрической мощности и даже длительным простоям. При этом, простаивающее оборудование не даёт прибыли и требует затрат на поддержание его в рабочем состоянии, а также на содержание эксплуатационного персонала, на амортизацию, налоги и пр. Отметим также, что уменьшение выработки электроэнергии на ТЭЦ обуславливает увеличение дефицита маневренных мощностей в энергосистеме и усложняет ее работу в пиковых режимах.

Особенно серьезной проблемой в быстроизменяющейся ценовой политике государства на энергоресурсы является образование некоторых перекосов во внутриотраслевом ценообразовании при определении стоимости вырабатываемых энергоресурсов. Поэтому, частично в этой связи, для покрытия необходимой промышленной нагрузки используют предусмотренные тепловой схемой и обычно предназначенные для аварийного или резервного покрытия части этой нагрузки постоянно-действующие редуционно-охладительные установки (РОУ, БРОУ). При работе редуционно-охладительных установок (РОУ) безвозвратно «исчезает» потенциал теплоносителя, а т. к. основой любого производства является снижение безвозвратных потерь энергии, то целесообразным является рассмотрение способов «восполнения» этих потерь, например, заменой их на турбины малой мощности.

Кроме того, возможные некоторые излишки вторичного газа (доменный, коксовый и др.) по промышленному предприятию можно направить на получение тепловой энергии для покрытия теплофикационных нагрузок на отопление и горячее водоснабжение для ближайших к ТЭЦ предприятия жилых районов, в связи с острой необходимостью создания на рынке энергоресурсов более конкурентно-способной продукции в виде горячей воды для тепловых сетей. Нет сомнения, что комбинированное производство тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентралях является прогрессивной технологией, позволяющей в значительной мере решать задачи энергосбережения, признанной одним из основных направлений развития энергетики Украины, и отображенной на законодательном уровне [1]. Несмотря на значительный прогресс в развитии ТЭЦ на Украине, централизованное теплоснабжение осуществляется не от ТЭЦ, а от котельных.

Анализ последних исследований и публикаций. Современные исследования технико-экономической возможности увеличения эффективности работы тепловых схем и оборудования ТЭЦ промышленных предприятий и выработки электрической мощности можно добиться, в основном, следующими путями.

1) Оптимизацией режимов работы существующего оборудования станции [2, 3].
2) Оптимизацией и усовершенствованием с заменой котельного оборудования. По данному направлению, в основном, рассматриваются варианты установки новых, более современных котельных агрегатов и оборудования, современных систем автоматизации к ним, что позволяет более точно регулировать характеристические параметры котла, позволяет снизить влияние человеческого фактора и т.д. Модернизацию с заменой котлов можно трактовать как способ увеличения эффективности станции путём надстройки, сооружая более мощные, современные котельные агрегаты с большим КПД, нежели предыдущие, и на более высокие параметры пара. Такой подход более или менее оправдан при эксплуатации мощных ТЭС. Кроме того, в большинстве случаев приходится использовать вторичные источники энергии (например, доменный, коксовый газы взамен природного), что резко снижает КПД котлов. Поэтому эффективность данного вида модернизации довольно спорная в рамках ПП, особенно металлургического.

3) Установкой новых, современных турбин. К этому можно отнести различные варианты замены на турбины постоянно действующих редуционно-охладительных установок (РОУ и БРОУ), которые в силу обстоятельств работают на непрерывной основе, а также старых турбинных агрегатов, причем последнее целесообразно в том случае, когда исчерпаны экономически оправданные возможности выработки дополнительной электрической мощности существующими турбоагрегатами.

Тема замены РОУ на турбины малой мощности не нова и уже поднималась ранее в различных публикациях [4-7]. Существует также ряд организаций, которые предлагают осуществить замену РОУ или БРОУ на турбины с противодавлением для получения дополнительной электроэнергии. Оценка эффективности замены РОУ на турбины малой мощности приведена в [4, 5], работы ПТУ с противодавленческими турбинами без промежуточного отбора пара в условиях переменных нагрузок приведены в [5]. В [4] представлены расчеты экономического эффекта от замены типовых РОУ на турбины малой мощности, который увеличивается с ростом мощности замещаемой РОУ и, соответственно, с ростом мощности турбины. Кроме того, при использовании цен на энергоносители в соответствии с более ранней ценовой политикой государства положительный экономический эффект наблюдается для всех типов внедряемых турбин малой мощности, что стимулировало рост научных публикаций по этому направлению.

Количественная оценка эффективности работы ПТУ с более сложной противодавленческой турбиной, которая имеет промежуточный отбор пара и работает для нужд теплофикации, приведена в [6].

В ряде публикаций [7, 8] также обсуждается энергоэффективность от установки турбин мягкого пара либо приключённых турбин малой мощности с целью использования максимума потенциала перегретого пара на выходе из котельного агрегата, и тем самым увеличивать электрическую мощность самой предвключенной (форшалт) турбины и станции в целом.

Однако все эти ситуации рассмотрены либо в контексте конкретно взятого предприятия, либо на примере отопительных ТЭЦ, которые не являются частью какого-либо промышленного предприятия и являются как бы «автономными» объектами. В этих условиях гораздо проще вводить какие-либо инновации, т.к. нужно учесть лишь особенности, связанные с эксплуатацией только самой станции. В рамках же промышленного предприятия приходится оглядываться на первостепенные цехи (например, доменное производство, сталеплавильное производство, прокатные станы и др.), которые являются параллельными и основными потребителями вторичных горючих энергоресурсов. Исследования, направленные непосредственно на модернизацию тепловой схемы чисто промышленной ТЭЦ, особенно в рамках такого промышленного предприятия как металлургического завода, в широком доступе не обнаружены.

4) Полным или частичным замещением (или/и модернизацией) тепловой схемы. Последнее, к примеру, может быть связано с внедрением в технологическую схему ТЭЦ утилизационных установок вторичных источников низкопотенциальной теплоты (ВИНТ), что позволит полезно использовать потенциал ВИНТ, сократив нагрузку на окружающую среду и уменьшив себестоимость теплоты и электрической энергии. В этом случае для использования потенциала ВИНТ представляется перспективным применение теплонасосных установок (ТНУ). В [9-13] рассмотрены варианты использования ТНУ на ТЭЦ в различных режимах. Показано [9], что несмотря на выгодность применения с точки зрения термодинамики, «экономическая целесообразность применения может быть обоснована только путем тщательного анализа, учитывающего изменение электрической и тепловой нагрузки в течение суток, недели, сезонов и др. технических и экономических факторов. К ним относятся особенности технологической схемы ТЭЦ, состояние эксплуатируемого оборудования, режимы работы ТЭЦ, климатологические характеристики объекта и особенности трейдинговой деятельности». Кроме того, в особенности на ТЭЦ, следует учесть, что благодаря комбинированной выработке себестоимость тепла и электроэнергии достаточно низкая, а ТНУ, потребляя более ценную с точки зрения универсальности и сложности получения электроэнергию, и вырабатывающая менее ценную тепловую энергию, может оказаться в жестких конкурентных условиях по эффективности работы с традиционным энергетическим оборудованием ТЭЦ. Существует также определенное мнение [13] о сомнительности «безусловного значительного» повышения экономичности производства тепловой и электрической энергии при установке ТНУ на ТЭЦ, т.к. больший эффект ожидается при их установке в конечных точках тепловых сетей, увеличивая присоединенную нагрузку с понижением температуры сетевой воды на обратной магистрали. Более того, опыт внедрения ТНУ, хотя и небольшой, на некоторых ТЭЦ показал отсутствие роста эффективности.

При полном замещении ТЭЦ может быть установка парогазовых (ПГУ-ТЭЦ) и газотурбинных станций. Например, установленная газотурбинная электростанция комбинированного цикла (ГТС) может вырабатывать электроэнергию за счет утилизации уходящих газов после доменных печей и кислородного конвертора, последний из которых в большом количестве сжигается на свече. Экономический эффект проекта достигается за счет использования всей вырабатываемой на ГТС более дешевой электроэнергии для собственных нужд. Для условий промышленного предприятия, где не используют конвертерные газы в качестве вторичных энергоресурсов, применение такой схемы затруднительно, т.к. значительная часть доменного газа используется на предприятии в основных производствах (например, на собственные нужды доменного цеха, прокатных станах и др.). ТЭЦ являются замыкающими потребителями вторичных горючих газов. В период спада производства на свече доменный газ практически не сжигается, сжигается, когда существуют излишки в период роста производительности предприятия. В связи с тем, что основной задачей ТЭЦ является выработка доменного дутья, подобная модернизация усложнит обеспечение дутьём доменные печи. Кроме того, этот путь является более дорогостоящим (в 2-3 раза) по сравнению с усовершенствованием тепловой

схемы эксплуатируемой существующей ТЭЦ, что является дополнительным сдерживающим фактором.

Данный анализ способов совершенствования и повышения экономичности станции в условиях работы промышленного предприятия на современном этапе несколько сузил круг возможных модернизаций тепловых схем промышленных ТЭЦ до применения известных классических вариантов – замены существующих на ТЭЦ РОУ на турбины малой мощности. Очевидно, что увеличение доли выработки электроэнергии на ТЭЦ ПП при том же количестве потребляемого топлива могло бы снизить себестоимость готовой продукции и уменьшить затраты предприятия на покупку этого вида энергии.

Цель статьи – анализ повышения эффективности промышленной ТЭЦ за счет увеличения выработки электроэнергии при создавшейся в настоящее время государственной и внутриотраслевой политике ценообразования на энергоресурсы на примере замещения постоянно действующих РОУ турбогенераторами, а также рекомендации по дальнейшему повышению эффективности станции с применением более сложных тепловых схем, например, с противодавленческой турбиной, имеющей промежуточный промышленный отбор пара и работающей для нужд теплофикации.

Изложение основного материала. Рассмотрим в качестве примера ТЭЦ крупного промышленного предприятия. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ предприятия (рис. 1) включает две очереди основного энергетического оборудования, разделенного по параметрам свежего пара. Номинальное давление свежего пара среднего давления – 3,53 МПа. Пар от котлов среднего давления поступает на турбогенератор станции (№1), турбоагрегаты станции (№№1-4), ИУ-2, через РОУ подается на паропреобразовательную установку (ППУ).

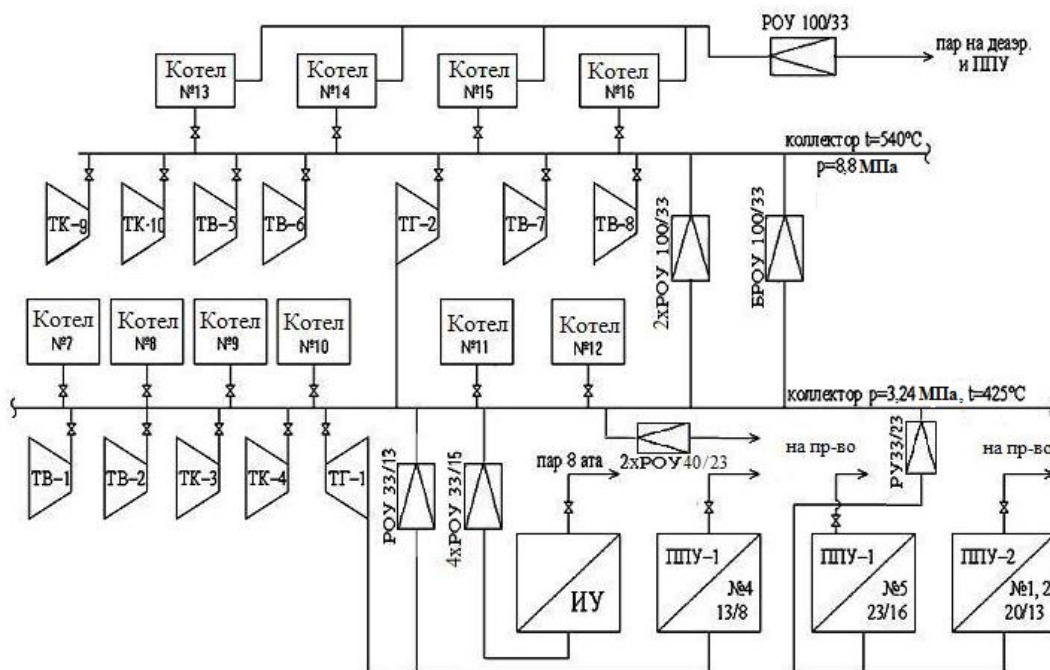


Рис. 1 – Типовая (упрощенная) принципиальная тепловая схема промышленных ТЭЦ

Давление свежего пара блока высокого давления – 9,8 МПа. К нему относятся четыре котлоагрегата станции (№№ 13-16), пар от которых идет на турбогенератор станции №2, турбоагрегаты (№№ 5,8-10) и в паропровод среднего давления через РОУ 100/33 и БРОУ 100/33. Пар из противодавления турбины станции (№2) поступает в коллектор свежего пара котлоагрегатов среднего давления. Для резервирования установлена БРОУ 100/33. В тепловую схему ТЭЦ включены ППУ. Работа ППУ идентична работе испарительной установки (ИУ), поэтому ППУ, работающие в режиме паропреобразования, комплектуются испарителями. Пар на производство отпускается от испарительной установки, т. к. имеют место значительные потери

конденсата, возвращаемого от потребителя пара, или возвращаемый конденсат сильно загрязнен и требует дорогой очистки. Первичный пар на испарительную установку и ППУ поступает из отбора турбогенератора (№1) на паропреобразовательную установку №5 № 1,2 и 5 от котлоагрегатов второй очереди. В питательной воде котлов среднего давления химически очищенной воды около 30%. Котлы высокого давления питаются конденсатом турбогенератора и приводных турбин. Паровые котлы ТЭЦ производят пар определенных стандартных параметров, но различным технологическим процессам необходим пар различных параметров. В редком случае давление и температура «свежего» пара удовлетворяют требованиям технологического потребителя, в большинстве же случаев требуется предварительно понизить его давление и температуру. Поэтому между источником пара и его технологическими потребителями установлены редуционно-охладительные установки (РОУ, БРОУ, РУ). В ней за счет процесса дросселирования в РОУ, БРОУ, РУ и впрыска холодной воды в РОУ, БРОУ снижается, соответственно, давление и температура пара. РОУ практически не требует каких-то эксплуатационных затрат, но из-за бесполезной потери части энергии прямой прибыли от ее работы нет.

Замена РОУ турбинами с противодавлением, соответствующим необходимому давлению технологического пара, как метод энергосбережения, не вызывает никаких сомнений. Очевидно, что вместо потерь (рассеяния) высокопотенциальной тепловой энергии в РОУ осуществляется выработка электроэнергии в турбогенераторах на базе теплового потребления. При этом эффективность использования теплоты турбоустановками с противодавлением, когда полностью отсутствует потеря теплоты в конденсаторе, является наивысшей. Однако, поскольку стоимость паротурбинных установок выше стоимости редуционно-охладительных, а расход пара на выхлопе турбины меньше, чем за РОУ, вследствие впрыска некоторого количества воды, сравнительный анализ целесообразности их замены необходимо проводить на основании технико-экономического анализа.

Для оценки мощности турбин для замены РОУ воспользуемся приближенной методикой [14] оценки эффективности турбин. Согласно предлагаемой методике, экономичность группы нерегулируемых ступеней ЧВД и ЧСД определяется, главным образом, средним объемным пропуском пара и располагаемым теплоперепадом группы ступеней, от которого зависят коэффициент возврата тепла и относительная доля потерь с выходной скоростью последней ступени группы.

Определить КПД турбин малой мощности при $n = 50 \text{ с}^{-1}$ для перегретого пара можно, основываясь на вышесказанном, по модифицированному в [4, 5] соотношению

$$\eta_{oi} = \left(0,925 - \frac{0,5}{Q_{cp}} \right) \left(1 + \frac{H_{0cp} - 600}{20000} \right) (1 - \xi_{в.с}),$$

где $Q_{cp} = G_{cp} v_{cp}$ – средний объемный расход пара через группу ступеней, $\text{м}^3/\text{с}$;

$G_{cp} = \sqrt{G_1 G_2} \cong 0,5(G_1 + G_2)$ – средний массовый расход пара через группу ступеней, $\text{кг}/\text{с}$;

$v_{cp} = \sqrt{v_1 v_2}$ – средний удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$;

v_1 и v_2 – удельные объемы пара перед и за группой ступеней, $\text{м}^3/\text{кг}$;

H_{0cp} – располагаемый теплоперепад на ступенях, $\text{кДж}/\text{кг}$;

$\xi_{в.с.}$ – коэффициент потерь с выходной скоростью.

Характеристики РОУ, используемые на ТЭЦ согласно рис. 1, приведены в табл. 1. Мощность противодавленческой турбины, расход питательной воды на РОУ и добавочный массовый расход пара определен в соответствии с методикой [4]. По ряду причин относительные значения КПД, найденные по данной методике, могут несколько отличаться от значений, получаемых при испытаниях (и даже при расчетах) конкретных турбин. Эти соотношения служат для предварительной оценки и некоторых расчетов относительного изменения КПД. Кроме того, в [5] допущены неточности при определении соответствующих параметров для оценки эффективности замены РОУ турбинами малой мощности, и пользоваться предлагаемым подходом некорректно.

Таблица 1

Характеристики РОУ, используемые на ТЭЦ

Тип РОУ	Расход пара, т/ч	Давление на входе в РОУ, P_1 , МПа	Температура на входе в РОУ, T_1 , С	Давление на выходе из РОУ, P_2 , МПа	Температура на выходе из РОУ, T_2 , С	Давление питательной воды, $P_{пв}$, МПа	Температура питательной воды, $T_{пв}$, С	Энтальпия питательной воды, $h_{пв}$, кДж/кг
РОУ 100/33	230	10	541	3,23	381	15	161	684
РОУ 40/23	60	4	451	2,3	351	3,5	105	421,6
РОУ 33/15	60	3,15	421	1,5	301	2,7	105	421
РОУ 33/13	60	3,15	421	1,1	251	2,5	105	420,9
РОУ 100/13	230	10	541	1,3	241	5,5	161	678,3
РОУ 23/1,2	40	2,3	381	0,12	131	1,4	65	272

Результаты технико-экономического обоснования замены РОУ на ПТУ приведены в табл. 2. На рис. 2 показана разница в финансовом эквиваленте от затрат энергоносителей для производства дополнительного количества пара и экономический эффект от производства электроэнергии после замены РОУ на ПТУ малой мощности с использованием государственного тарифа на энергоносители, и на рис. 3 с использованием внутриотраслевого ценообразования на промышленном предприятии.

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели замены РОУ на ПТУ малой мощности и ожидаемый экономический эффект от предложения (без учета капитальных и эксплуатационных затрат) при государственной цене на энергоносители

Тип РОУ	Относ. внутр. КПД турбины	Мощность турбины, кВт	Расход питательной воды, кг/с	Тепловой эквивалент добавочного расхода, кДж/с	Экономический эффект внедрения турбин, кДж/с	Финансовый тепловой эквивалент добавочного расхода, грн/ч	Экономический эффект внедрения турбин, грн/ч	Экономический эффект замены, грн/ч
РОУ 100/33	0,752	14 093	7,501	23869,39	14 093	27258,85	27904,23	645,38
РОУ 40/23	0,590	1 966	1,229	3848,19	1 966	4394,63	3892,76	-501,87
РОУ 33/15	0,660	2 594	1,502	4564,18	2 594	5212,30	5137,05	-75,25
РОУ 33/13	0,686	3 828	2,216	6512,70	3 828	7437,50	7579,56	142,06
РОУ 100/13	0,795	29 457	16,619	48328,28	29 457	55190,89	58325,65	3134,76
РОУ 23/1,2	0,756	3 958	2,132	5813,16	3 958	6638,63	7836,94	1198,31

В условиях внутриотраслевых цен предприятия на энергоносители внедрение турбин мощностью ниже 2,6 МВт нерентабельно. При более сбалансированных и благоприятных тарифах на предприятии внедрение турбин малой мощности, в эффективность установки которых нет никаких сомнений, приведет к более предсказуемому (положительному) результату как в пределах тепловой станции, так и предприятия в целом.

Используя данные [15-17] по параметрам выпускаемых типовых турбин малой мощности (табл. 3), оценим варианты комбинаций, которые можно рассмотреть в качестве замены.

Для определения состава энергосберегающего оборудования обратимся к анализу табл. 2 и 3. Например, для блока высокого давления при замене двух РОУ 100/33 на ПТУ по рассчитанным мощностям предлагаемых для установки турбин (табл. 2) можно рассмотреть вариант с установ-

кой одной P-25-90/31 и одной P-6-90/31 или двух P-12-90/31 и одной P-6-90/31 при условии, что установленная P-12-90/31 (турбогенератор № 2) будет работать как и прежде, либо вариант с установкой трех P-6-90/31. Более оптимальным вариантом будет установка турбин P-25-90/31 и P-6-90/31 при уже работающей P-12-90/31. Остальные варианты устанавливать нецелесообразно ввиду более высокой стоимости этого оборудования, больших суммарного веса устанавливаемых турбин и расхода на капитальные и эксплуатационные затраты.

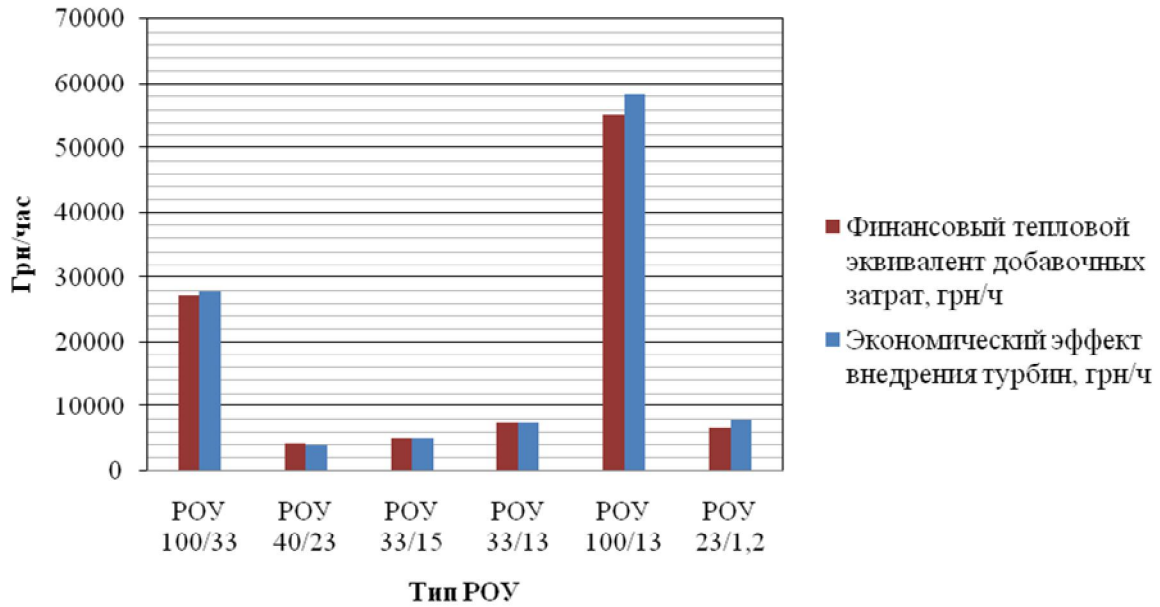


Рис. 2 – Сравнительная диаграмма экономических показателей дополнительных затрат на производство пара и выработки электроэнергии после внедрения паровых турбин малой мощности (по государственным тарифам на энергоносители)

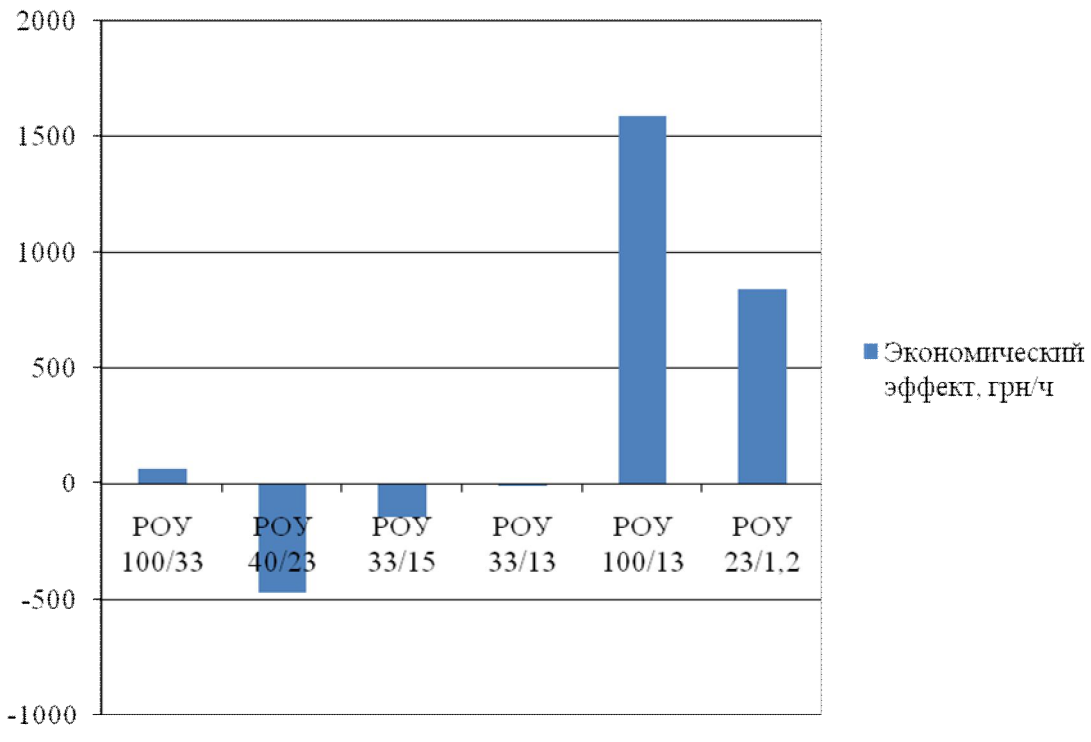


Рис. 3 – Сравнительная диаграмма экономического эффекта после внедрения паровых турбин малой мощности (по внутриотраслевым тарифам на энергоносители)

Таблица 3

Перечень выпускаемых промышленностью турбин малой мощности типа Р и ПР, которые могут заменить на ТЭЦ редукционно-охладительные установки

Тип турбин	Номинальный расход пара на турбину, т/ч	Масса турбины ¹ , т
Р-25-90/31	386	-
Р-6-90/31	98	21
Р-12-8,8/3,1-1(Р-12-90/31)	182,4(189)	29,5
Р-12-8,8/1,8-1	126,84	30
ПР-12/15-8,8/1,5/0,7	113,4 ² / 100 ³ (75,0 (0-75,0) ⁴)	29
Р-12-3,4/1,0	166,8	25,6
Р-6-3,4/1,0-1	83,7	21
Р-4-3,4/1,5-1	80,9	20,7
Р-1,4-3,4/1,3	30	20,72
ПР-12-3,4/1,0/0,1	104,3 ⁵ / 77,5 ⁶ (50,0 (0-70,0) ⁷)	33,8
ПР-6-3,4/1,5/0,5-1	79,8 ⁵ / 60,1 ⁶ (35,0 (0-35,0) ⁷)	26
ПР-6-3,4/1,0/0,5-1	76,8 ⁵ / 60,6 ⁶ (50,0 (0-50,0) ⁷)	26
ПР-6-3,4/1,0/0,1-1	67,5 ⁵ / 41,1 ⁶ (50,0 (0-50,0) ⁷)	29,8

¹масса турбины указана с рамой фундаментной; ²с отбором; ³без отбора; ⁴расход пара в отбор.

В процессе эксплуатации ТЭЦ появляется необходимость частого использования на постоянной основе РОУ, которые резервируют выдачу пара с блока среднего давления.

Для блока среднего давления, например, при замене четырех РОУ 33/15 (рис. 1) можно рассмотреть вариант установки трех турбин Р-4-3,4/1,5-1 или одной турбины Р-12-3,4/1,0 или двух ПР-6-3,4/1,0/0,1-1 при наличии соответствующей теплофикационной нагрузки, или двух турбин ПР-6-3,4/1,5/0,5-1 при наличии промышленной нагрузки на выходные параметры пара.

В решении вопроса о замене РОУ на паровые турбины на двух ступенях (очередях) по давлению возможны два варианта: установка двух противодавленческих турбин вместо РОУ на каждой из технологических линий; установка одной турбины на конечное противодавление на линии более низкого давления и с регулируемым отбором на линию более высокого давления и таким образом обеспечивать паром обе линии.

Предпочтительнее второй вариант, т.к. стоимость одной турбины меньше стоимости двух турбин, меньшими будут габариты, а, следовательно, потребуется меньшая площадь и объем машинного зала для монтажа оборудования.

Например, масса турбины типа ПР-6-3,4/1,5/0,5 со средним противодавлением 0,5 МПа и производственным отбором 1,5 МПа составляет (вместе с масляной системой) 26 т. Турбина чисто противодавленческая такой же мощности Р-6-3,4/0,5 имеет вес 22,2 т, то есть наличие регулируемого отбора увеличивает массу всего на 15%. Масса турбины удвоенной мощности Р-12-3,4/0,5 составляет 27,5 т, а при наличии регулируемого отбора – 40,34 т. Таким образом, масса турбины удвоенной мощности приблизительно на 25÷40% меньше массы двух турбин с противодавлением 0,5 МПа и 1,5 МПа.

Не менее практичный вариант установки вместо одной РОУ 100/33 и двух РОУ 33/15 одной турбины ПР-12/15-8,8/1,5/0,7 (при наличии потребителя пара с выходными параметрами турбины). При этом увеличивается нагрузка наиболее экономичного блока высокого давления.

Расчет эффективности тепловой схемы блока высокого давления, в состав которого, кроме четырех котлов, входят четыре турбоагрегата, до и после замены РОУ на турбины с противодавлением Р-25-90/31 и Р-6-90/31 показал, что использование потенциала безвозвратно рассеиваемой энергии при эксплуатации постоянно работающих РОУ и БРОУ приводит к увеличению эффективности блока высокого давления ТЭЦ на 2÷5% и, соответственно, всей ТЭЦ в целом. В реалиях процесса эксплуатации, в связи с известными возникающими проблемами при работе регенеративных подогревателей высокого давления, их приходится обычно отключать. Вследствие этого, при расчете экономичности станции получено некоторое ее снижение, не перекрывающее величину полученной эффективности от замены постоянно действующих РОУ на ПТУ малой мощности.

Выбор типа турбины Р или ПР и др. типов обуславливается требуемой величиной отпус- ка теплоты от ТЭЦ для промышленных нужд или нужд теплофикации при их наличии, в т. ч. в перспективных планах развития и эксплуатации ТЭЦ. Кроме того, требует соответствующей проработки вопрос, связанный с возможностью установки на ТЭЦ паровых турбин специально- го назначения (конденсационных «хвостов») [8]. К ним относятся, например, турбины мягого (дросселированного) пара, турбины двух давлений и др. Следует отметить, что паровые турби- ны специального назначения не строят сериями, как конденсационные или теплофикационные, а в большинстве случаев изготавливают по отдельным заказам.

На рис. 4 представлена, в качестве примера использования турбин малой мощности для покрытия промышленных нагрузок и нужд теплофикации, тепловая схема турбины ПР-12-3,4/1,0/0,1 с паропреобразовательной (или испарительной) установкой. Турбина имеет регулируемый отбор пара, из которого запитаны так называемый «верхний» (пиковый) подогреватель сетевой воды 4, подогреватель питательной воды 19 и деаэратор повышенного давле- ния 14 и ППУ (или ИУ). «Нижний» подогреватель сетевой воды 6 запитан из противодавления турбины. Подпиточная вода нагревается последовательно в подогревателях 17, 10 и 9 конден- сатами пара из отбора и противодавления. После подогрева и химводоочистки 16 вода направ- ляется на подпитку тепловой сети, для восполнения потерь производственного пара и конден- сата в тепловой схеме. В отопительный период работают оба подогревателя сетевой воды. В неотопительный период, когда работает только система горячего водоснабжения, не работают подогреватели 4. Возможная сложность регулирования температуры сетевой воды в пиковом (верхнем) сетевом подогревателе в зависимости от изменяющихся климатических условий в при- веденном случае может преодолеваться в теплофикационной установке с помощью системы ре- гулирования потоков сетевой воды. Для этой цели в системе управления используют специаль- ную электронную функциональную группу, автоматически поддерживающую заданный режим.

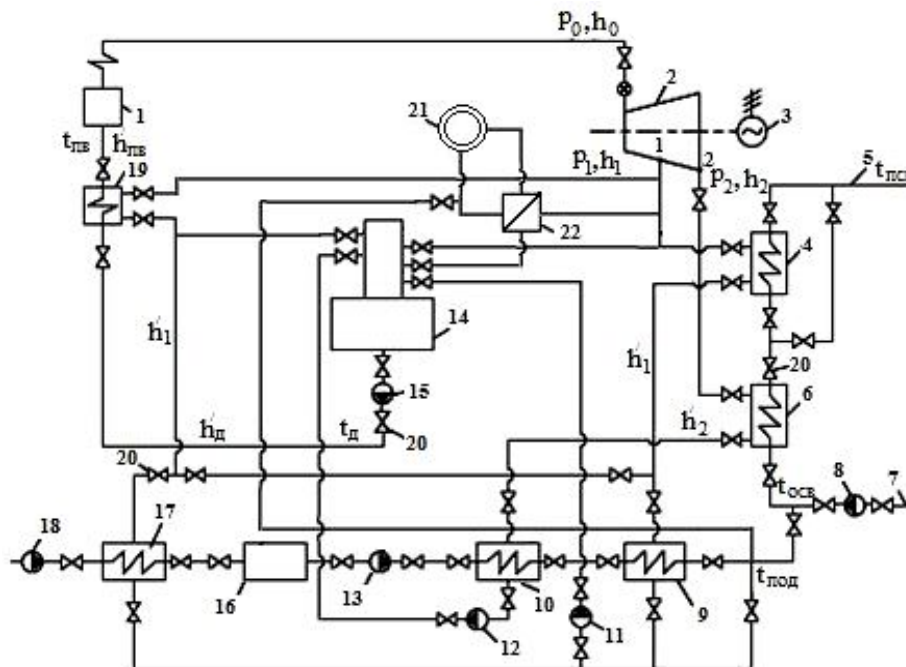


Рис. 4 – Принципиальная тепловая схема паровой турбины типа ПР-12-3,4/1,0/0,1 с паропреобразовательной установкой: 1 – котел; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 и 6 – соответственно верхний (пиковый) и нижний подогреватели сетевой воды; 5 и 7 – магистраль прямой и обратной сетевой воды соответственно; 8 – насос сетевой воды; 9 и 10 – подогреватели подпиточной воды; 11 и 12 – дренажные насосы; 13 – насос химически очищенной воды; 14 – деаэратор атмосферного давления; 15 – питательный насос; 16 – химводоочистка; 17 – подогреватель сырой воды; 18 – насос сырой воды; 19 – подогреватель питательной воды; 20 – арматура; 21 – паропотребитель; 22 – паропреобразовательная (или испарительная) установка

Как видно из рисунка 4, греющий или первичный пар поступает из регулируемого отбора пара. Нагреваемая среда – вода, превращаемая в ППУ во вторичный пар, направляется к паровым потребителям. Первичный пар, отдав свою теплоту, превращается в конденсат, который питательным насосом возвращается в источник теплоты (котел). В этом случае котел работает практически при постоянном расходе теплоносителя, циркулирующего в его контуре. При такой организации работы парового котла снижается количество отложений на поверхностях нагрева, тем самым повышается его долговечность и надежность. Однако следует отметить, что применение ППУ имеет некоторые недостатки по сравнению с отпуском пара из отбора паровой турбины и восполнением потерь конденсата химически очищенной водой. Так, давление первичного пара из отбора должно быть выше давления вторичного пара на величину, определяемую необходимым температурным напором (обычно $12\div 13^{\circ}\text{C}$), а сопутствующее этому повышение давления в отборе турбины приводит к снижению выработки электрической энергии. При этом отпуск теплоты турбогенераторной установкой по сравнению с отпуском теплоты с первичным паром возрастает на $2\div 4\%$. К тому же большая металлоемкость и достаточно высокая стоимость ППУ является также недостатком. Однако, как было указано выше, получаемый конденсат увеличивает надежность работы основного оборудования тепловой схемы. Для повышения тепловой экономичности ППУ целесообразно ввести предварительный подогрев питательной воды на входе в установку, например, в предвключенном водоводяном подогревателе конденсатом, отводимым из сетевого подогревателя.

Стоит отметить, что в процессе работы станции может возникать необходимость остановки постоянно действующих и замещаемых турбинами РОУ, а значит и остановки турбин, что является довольно трудоёмким процессом и отрицательно сказывается на эксплуатационных характеристиках последних.

Выводы

1. Экономический эффект при внедрении паровых турбин малой мощности при замене РОУ на промышленной ТЭЦ зависит от ценовой политики предприятия на вырабатываемые энергоресурсы и может составить до 1600 грн./час. Из представленных вариантов совершенствования тепловой схемы и существующего внутриотраслевого ценообразования целесообразнее внедрение более мощных турбин.
2. Все предлагаемые способы модернизации тепловой схемы ТЭЦ всегда увеличивают КПД станции и, как следствие, экономию энергоресурсов, несмотря на существующий несбалансированный тариф на энергоносители, что прямо не отражено в представленной работе ввиду ее ограниченного объема. К тому же при увеличении КПД уменьшается удельный вес вредных выбросов в атмосферу, что благоприятно сказывается также на экологию.
3. Полученные результаты могут использоваться для оценки и мониторинга целесообразности внедрения паровых турбин малой мощности в системах тепло- и пароснабжения промышленных объектов и коммунальных хозяйств.
4. При дальнейших исследованиях в рассматриваемом направлении целесообразным является учет возможных нестыковок параметров пара на выходе из замещаемых РОУ и из паровых турбин, а также дополнительных затрат при будущей эксплуатации предлагаемых ПТУ, амортизации и возвращения кредитных процентов в случае кредитного инвестирования, заработной платы и др., сроков окупаемости при дополнительном анализе стоимости оборудования и монтажа, что позволит получить более развернутую схему алгоритма решения и разработать более эффективные методы по усовершенствованию тепловых схем промышленных ТЭЦ.

Список использованных источников:

1. Закон України про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного потенціалу // Відомості Верховної Ради. – 2005. – № 20. – С. 275-285.
2. Лухтура Ф.И. Об оптимизации работы энергетических установок / Ф.И. Лухтура // Университетская наука-2014 : Международная научно-техн. конф., ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь, 20-21 мая 2014 г. – Мариуполь : ГВУЗ «ПГТУ», 2014. – Т. 2. – С. 23-25.
3. Житаренко В.М. Диаграммы оптимального распределения нагрузок между котлами ТЭЦ /

- В.М. Житаренко // Вісник Приазовського державного технічного університету : Зб. наук. пр. / ДВНЗ «ПДТУ». – Маріуполь, 2014. – Вип. 28. – С. 118-123. – (Серія : Технічні науки).
4. Капинос В.М. О целесообразности замены РОУ турбогенераторами с целью повышения эффективности использования пара котельных агрегатов / В.М. Капинос, В.В. Навроцкий // Вестник Национального технического университета «ХПИ». – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2002. – № 10, т. 2. – С. 63-65. – (Серия : Динамика и прочность машин).
 5. Малкін Е.С. Методика техніко-економічного обґрунтування впровадження парових турбін малої потужності в системах теплопостачання промислових підприємств та результати її розповсюдження на типові редуційно-охолоджувальні установки / Е.С. Малкін, О.Г. Погосов // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. – 2014. – Вип. 17. – С. 107-111.
 6. Чепурной М.Н. Анализ применения противодавленческой турбины ПР-6-35/5/1,2 для теплофикации / М.Н. Чепурной, Н.В. Резидент, Е.С. Корженко // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – Вінниця, 2013. – № 1. – С. 1-7.
 7. Соловей Д.Н. Использование приключенных турбин для повышения тепловой экономичности и надежности промышленно-отопительных ТЭЦ / Д.Н. Соловей, А.В. Поджаров // Актуальные проблемы энергетики : материалы 72-й научно-технической конференции студентов и аспирантов. – Минск, 2016. – С. 412-415.
 8. Бочарников И.А. Применение систем когенерации для совместного производства тепловой и электрической энергии. Тепловые процессы в паровых турбинах / И.А. Бочарников, Е.А. Лебедева // Студенческий научный форум : IV Межд. студ. электронная науч. конф. : материалы конф. (15 февраля – 31 марта 2012 г.). – М. : Российская Академия Естествознания. – 2012. – С. 1-36.
 9. Шпильрайн Э.Э. Возможность использования теплового насоса на ТЭЦ / Э.Э. Шпильрайн // Теплоэнергетика. – 2003. – № 7. – С. 54-56.
 10. Андрющенко А.И. Эффективность применения тепловых насосов на ГТУ-ТЭЦ / А.И. Андрющенко, Д.В. Новиков // Проблемы энергетики. – 2004. – № 11-12. – С. 17-25.
 11. Сорокин О.А. Применение теплонасосных установок для утилизации сбросной низкопотенциальной теплоты на ТЭС / О.А. Сорокин // Промышленная энергетика. – 2005. – № 6. – С. 36-41.
 12. Седлов А.С. Анализ эффективности использования пароконденсационных ТНУ в теплофикационных системах / А.С. Седлов, В.П. Проценко, Н.А. Зройчиков // Энергоснабжение и водоподготовка. – № 2. – 2005. – С. 25-29.
 13. Богданов А.Б. Тепловой насос и теплофикация / А.Б. Богданов // Энергетика и ресурсосбережение. – № 3. – 2002. – С. 56-59.
 14. Щегляев А.В. Теория теплового процесса и конструкции турбин / А.В. Щегляев. – М. : Энергоатомиздат, 1993. – 416 с. – (Паровые турбины : учебник для ВУЗов : в 2 кн.; Кн. 2).
 15. ГОСТ 3618-82. Турбины паровые стационарные для приводов турбогенераторов. – Введен 1983-01-01. – М. : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
 16. Номенклатурный каталог. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики / под. ред. В. Бутина. – М. : ЦНИИТЭИ-Тяжмаш, 1997. – Ч. 3. – 154 с.
 17. Кирюхин В.И. Паровые турбины малой мощности КТЗ / В.И. Кирюхин, Н.М. Тараненко, Б.П. Огурцова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.

References:

1. Zakon Ukraïni pro kombinovane virobnictvo teplovoi ta elektrichnoi energii ta vikoristannya skidnogo potencialu [The Law of Ukraine on combined production of thermal and electric energy and the use of waste potential]. *Vidomosti Verhovnoi Radi – Information from the Verkhovna Rada*, 2005, no. 20, pp. 275-285. (Ukr.)
2. Lukhtura F.I. Ob optimizatsii raboty energeticheskikh ustanovok. *Sb. tezisov dokl. Mezhdunar. nauch.-tehn. konf. «Universitetskaja nauka-2014»* [On the optimization of the operation of power plants. The collection abstracts of reports of Int. sci.-techn. conf. «University Science-2014»]. Mariupol', 2014, vol. 2, pp. 23-25. (Rus.)
3. Zhitarenko V.M. Diagrammy optimal'nogo raspredelenija nagruzok mezhdru kotlami TJeC [Diagrams of optimal load distribution between CHPP boilers]. *Visnyk Pryazovskoho Derzhavnoho tekhnichnoho universytetu. Seria: Tehnicni nauki – Reporter of the Priazovskyi state technical*

- university. Section: Technical sciences, 2014. iss. 28, pp. 118-123. (Rus.)
4. Kapinos V.M. O celesoobraznosti zameny ROU turbogeneratorami s cel'ju povysheniya jeffektivnosti ispol'zovaniya para kotel'nyh agregatov [On the expediency of replacement of DOC by turbogenerators in order to increase the efficiency of steam boiler units use]. *Visnik Natsional'nogo tekhnichnogo universitetu «KPI». Seriya: Dinamika ta mitsnist' mashin – National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute» (NTU «KhPI») Bulletin. Series: Dynamics and strength of machines*, 2002, vol. 2, no. 10, pp. 63-65. (Rus.)
 5. Malkin E.S. Metodika tehniko-ekonomichnogo obruntuvannja vprovadzhennja parovih turbin maloi potuzhnosti v sistemah teplopostachannja promislovih pidpriyemstv ta rezul'tati ii rozpovsjudzhennja na tipovi redukcijno-oholodzhuvail'ni ustanovki [Methodology of feasibility study on the introduction of low-power steam turbines in industrial heat supply systems and the results of its propagation to typical reduction and cooling plants]. *Ventiljacija, osvittlennja ta teplogazopostachannja – Ventilation, lighting and heat and gas supply*, 2014, iss. 17, pp. 107-111. (Ukr.)
 6. Chepurnoj M.N. Analiz primenenija protivodavlencheskoj turbiny PR-6-35/5/1,2 dlja teplofikacii / [Analysis of the application of the counterpressure turbine PR-6-35/5/1,2 for heating]. *Naukovi pratsi Vinnits'kogo natsional'nogo tekhnichnogo universitetu – Scientific Works of Vinnytsia National Technical University*, 2013, no. 1, pp. 1-7. (Rus.)
 7. Solovej D.N. Ispol'zovanie prikliuchennykh turbin dlja povysheniia teplovoi ekonomichnosti i nadezhnosti promyshlenno-otopitel'nykh TE. *Materialy nauch.-tehn. konf. «Aktual'nye problemy jenergetiki»* [Use adventitious turbines for increasing the thermal efficiency and reliability of industrial-heating CHP plants. Materials of sci. and technical. conf. «Actual problems of energy»]. Minsk, 2016, pp. 412-415. (Rus.)
 8. Bocharnikov I.A. Primenenie sistem kogeneratsii dlja sovместnogo proizvodstva teplovoi i elektricheskoi energii. Teplovyje protsessy v parovykh turbinakh. *Materialy IV Mezhd. stud. jelektronnoi nauch. konf. «Studencheskij nauchnyj forum»* [The use of cogeneration systems for the joint production of thermal and electrical energy. Thermal processes in steam turbines. Proceedings of the IV Intern. stud. electronic sci. conf. «Student Scientific Forum»], Moscow, 2012, pp. 1-36. (Rus.)
 9. Shpil'rajn Je.Je. Vozmozhnost' ispol'zovaniya teplovogo nasosa na TJeC [The possibility of using a heat pump at the CHP]. *Teplojenergetika – Heat power engineering*, 2003, no. 7, pp. 54-56. (Rus.)
 10. Andrjushhenko A.I. Jefferektivnost' primenenija teplovykh nasosov na GTU-TJeC [Efficiency of heat pumps application at GTU-TPP]. *Problemy jenergetiki – Problems of power engineering*, 2004, no. 11-12, pp. 17-25. (Rus.)
 11. Sorokin O.A. Primenenie teplonasosnyh ustanovok dlja utilizacii sbrosnoj nizkopotencial'noj teploty na TJeS [Application of heat pump plants for utilization of low-grade waste heat at TPP]. *Promyshlennaja jenergetika – Industrial energy*, 2005, no. 6, pp. 36-41. (Rus.)
 12. Sedlov A.S. Analiz jefferektivnosti ispol'zovaniya parokompressionnyh TNU v teplofikacionnyh sistemah [Analysis of the effectiveness of the use of steam compression HPU in heating systems]. *Energosnabzhenie i vodopodgotovka – Power supply and water treatment*, no. 2, 2005. (Rus.)
 13. Bogdanov A.B. Teplovoj nasos i teplofikacija [Heat pump and heating system]. *Energetika i resursosberezhenie – Energy and Resource Saving*, 2002, no. 3, pp. 56-59. (Rus.)
 14. Shchegljaev A.V. *Parovye turbiny. Teorija teplovogo processa i konstrukcii turbin* [Steam turbines. Theory of the thermal process and turbine designs]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1993, vol. 2, 416 p. (Rus.)
 15. *GOST 3618-82. Turbiny parovye stacionarnye dlja privodov turbogeneratorov* [State Standard 3618-82. Turbines steam stationary for drives of turbogenerators]. Moscow, IPK Publishing House of Standards, 1998. 7 p. (Rus.)
 16. *Nomenklaturnyj katalog. Jenergeticheskoe oborudovanie dlja teplovykh jelektrostantsij i promyshlennoj jenergetiki* [The nomenclature catalog. Power equipment for thermal power plants and industrial energy]. Moscow, TsNIITEI – Tyazhmash Publ., 1997, part 3. 154 p. (Rus.)
 17. Kirjuhina V.I. *Parovye turbiny maloj moshhnosti KTZ* [Steam turbines of low power of the KTZ]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1987. 216 p. (Rus.)

Рецензент: В.А. Маслов

д-р техн. наук, проф., ГБУЗ «ПГТУ»

Статья поступила 27.02.2018