



8. Пастухов, С. П. Сейсмостойкое строительство / С. П. Пастухов // Actualscience. – 2017. – Т. 3, № 3. – С. 136–138.

9. Iwata, M. Performance evaluation of buckling-restrained braces in damage-controlled structures / M. Iwata, T. Kato, A. Wada // STESSA 2003 – Behavior of steel structures in seismic areas : Proceedings of the 4th International Specialty Conference, Naples, Italy, 9-12 June 2003. – London : Routledge, 2017. – P. 37–43.

10. Amadeo Benavent-Climent. A brace-type seismic damper based on yielding the walls of hollow structural sections / Amadeo Benavent-Climent // Engineering Structures. – 2010. – Vol 32, Issue 4. – P. 1113–1122.

11. Демпфер TRC, система сейсмического контроля для жилых зданий [Электронный ресурс]. – Комаки : Амортизаторы TRC от Sumitomo Riko. – Режим доступа: <https://www.sumitomoriko.co.jp/trc-damper-wh/overview.html>.

12. Пат. 2789129 Российская Федерация, МПК С 08 L 15/02, С 08 L 23/22, С 08 L 23/28. Терморасширяющаяся вязкоупругая смесь : № 2021139754 : заявл. 29.12.2021 : опубл. 30.01.2023 / Ю. В. Юркин [и др.] ; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Вятский государственный университет».

13. Shake table tests on a reinforced concrete waffle-flat plate structure with new hybrid energy dissipation devices / A. Benavent-Climent [et al] // Earthquake Engineering & Structural Dynamics. – 2023. – Vol. 52, Issue 3. – P. 727–749.

УДК 621.311.22:005.93+620.97

### **Повышение термодинамической эффективности ТЭЦ при развитии системы регенеративного подогрева питательной воды**

*Янчук В. В., Романюк В. Н., доктор техн. наук, профессор  
Белорусский национальный технический университет  
220013, Беларусь, г. Минск, пр-т Независимости, 65*

**Аннотация.** На промышленных ТЭЦ, где невозврат конденсата производственного отбора значителен, целесообразным оказывается регенеративное использование отходящих низкотемпературных потоков. В частности, теплоту охлаждения циркуляционной воды конденсатора паровой турбины возможно использовать для нагрева подпиточной воды и применения абсорбционных тепловых насосов (АБТН). Для привода АБТН используются потоки высокопотенциальной тепловой энергии. В данной работе рассмотрен паровой привод АБТН. Использование на привод пара из регенеративных отборов соответствующих параметров или пара из отбора на деаэратор показывает рост показателей эффективности ТЭЦ. В качестве функции цели при реализации данного решения возможно как снижать выработку электрической энергии, так и сохранять или повышать последнюю. В работе представлены зависимости для роста электрического и эксергетического КПД ТЭЦ при снижении электрической мощности станции и сохранении минимального пропуска пара в конденсатор, что наиболее согласуется с текущими условиями работы Белорусской ОЭС. Максимальный рост



показателей эффективности получен в варианте с использованием пара из отбора на деаэратор в качестве греющего потока для АБТН, что связано с максимальной температурой нагреваемого потока на выходе из АБТН, которая зависит как от параметров греющего потока, так и от температур утилизируемого и начальной температуры нагреваемого потока. При сохранении минимального пропуска пара в конденсатор 12 т/ч получено увеличение электрического КПД станции на 0,90 %, энергетического КПД на 0,55 % и эксергетического КПД на 0,23 %.

**Ключевые слова:** низкопотенциальные тепловые потоки, ТЭЦ, теплонасосная установка, абсорбционный тепловой насос, регенерация.

### **CHP thermodynamic efficiency improvement by the feed water regenerative heating system modernization**

*Yanchuk V. V., Romaniuk V. N.  
Belarussian national technical university*

**Annotation.** At thermal power plants with significant non-return condensate flows it is reasonable to utilize low-temperature waste heat flows. In particular, the heat from steam turbine condenser circulating water should be used for make-up water heating by absorption heat pumps (AHP) implementation. To drive the AHP high-potential heat flows are needed. This paper describes steam-driven AHP application. The use of steam from regenerative extractions of the corresponding parameters as a drive or steam from the deaerator extraction shows an increase in the efficiency characteristics of the thermal power plant. As a target function of the solution, it is possible to reduce the electrical energy generation or upkeep it or increase the latter. This paper presents calculated results of the thermal power plant electrical and exergy efficiency growth while reducing the electrical capacity of a power plant and maintaining a minimum steam flow to the condenser, which is most consistent with the current operating conditions of the Belarusian power system. The maximum increase in the efficiency indicators was obtained with the use of steam extraction to the deaerator as a heating flow for the AHP, which is connected with the maximum temperature of the heated flow from the AHP, which depends on the parameters of the heating flow and on the temperatures of the utilized flow and the inlet temperature of the heated flow. With the upkeep of the lowest possible steam flow to condenser 12 t/h, the electrical efficiency of power plant rises by 0,90 %, primary fuel use efficiency rises by 0,55 % and exergy efficiency rises by 0,23 %.

**Keywords:** low-potential heat flows, CHP, heat pump unit, absorption heat pump, regeneration.

**Введение.** Основным первичным энергоресурсом в Беларуси энергетическом секторе является природный газ (ПГ). С 2020 по 2021 год его доля в приходной части энергобаланса ОЭС Беларуси снизилась с 96 до 84 % [1], что связано, прежде всего, с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС. В последующем, доля ПГ в приходной части энергобаланса энергосистемы будет уменьшаться и при выводе первого и второго блоков Белорусской АЭС на полную мощность составит 57 %, т. е. природный газ по-прежнему останется основным



энергоносителем [2], удельный вес которого в энергобалансе превышает пороговое значение, соответствующее энергетической безопасности применения того или иного первичного энергоресурса, определенного в 50 % [3], что диктует необходимость продолжения работ по снижению доли ПГ в рассматриваемом энергобалансе до указанного порога [4].

За 2020 год 97 % всей произведенной электроэнергии в Республике Беларусь было выработано на ТЭС, из них порядка 50 % – на ТЭЦ различного назначения. Говоря о ТЭЦ, имеется возможность повышения их эффективности за счет полезного использования сбросных тепловых потоков внутри цикла. В данной работе рассмотрено изменение показателей эффективности ТЭЦ при утилизации теплоты охлаждения циркуляционной воды, которая в штатном режиме рассеивается в окружающую среду. Расчеты проведены для наиболее распространенного для Белорусской ОЭС турбоагрегата – ПТ-60. Предложенное решение актуально для ТЭЦ, где имеется значительный невозврат конденсата с производства, что определяется характером промышленного потребителя пара. Наибольший интерес представляют Гродненская ТЭЦ-2, Мозырская и Новополоцкая ТЭЦ.

**Основная часть.** Мощность сбросных тепловых потоков на ТЭС велика, но их температуры относительно низкие, что делает нецелесообразным их прямое использование и требует применения тепловых насосов (ТН) для повышения температурного уровня.

В этом контексте возможно использование ТН, как парокомпрессионных (ПКТН), так и теплоиспользующих, прежде всего, абсорбционных (АБТН). Для привода первых требуется электроэнергия, энергетическая ценность которой максимальна, что резко понижает их энергетический КПД и делает, в большинстве случаев, экономически нецелесообразными. На привод АБТН требуется поток тепловой энергии (пар, горячая вода, дымовые газы и пр.) с относительно низкой энергетической ценностью, что и приводит к их более высокой термодинамической эффективности, которую и отражает более высокое значение энергетического КПД АБТН. Для отопительных коэффициентов  $\mu$  ( $COP_{hp}$ ) = 1,7 для АБТН и  $\mu$  ( $COP_{hp}$ ) = 3,5 для ПКТН, энергетические КПД в рассматриваемых условиях составляют 62 % и 41 % соответственно.

Не затрагивая прочих факторов эксплуатации, можно лишь отметить, что целесообразность применения АБТН усиливается и экономическими условиями (соотношением текущих тарифов на тепловую и электрическую энергию [10–12]), поэтому применительно к ТЭЦ, выгодным является использование тепловых потоков, которые имеют более низкую цену по сравнению с электрической энергией, требуемой на привод ПКТН [8; 9].

В связи с перечисленными выше причинами, далее рассматривается применение теплоиспользующих тепловых насосов на базе АБТН. Для проведения расчетов необходимо определиться с параметрами трех потоков АБТН: утилизируемого, нагреваемого и греющего. В качестве утилизируемого потока рассмотрим циркуляционную воду конденсатора паровой турбины, температурный график которой принят 25/20 °С.

В качестве нагреваемого потока (потока потребления теплоты АБТН) наиболее подходит поток непосредственно подпиточной воды, восполняющей



невозврат конденсата производственного отбора. В классической схеме данный поток поступает на ТЭЦ с температурой 5–20 °С, а после блока водоподготовки его температура составляет величину порядка 35 °С, при этом далее подмешивается к потоку основного конденсата. Расход подпиточной воды зависит от процента возврата конденсата и значительно отличается для каждой конкретной станции, что, в свою очередь, обусловлено особенностями технологии потребителей, для которых отпускается пар промышленного отбора [13].

В качестве греющего потока на ТЭЦ возможно использовать водяной пар, который имеется в промышленном и в регенеративных отборах различных давлений. В тепловой схеме рассматриваемой турбины ПТ-60 имеется несколько отборов пара с давлением, отвечающим требованиям работы АБТН, а именно, регенеративные отборы на ПНД-3 – 3,4 атм. и ПНД-4 – 6,0 атм., а также отбор пара на деаэрактор с давлением 6,0 атм.

Рассмотрим работу турбоустановки при следующих условиях: расход пара в П-отбор 140 т/ч, нагрузка теплофикационного отбора 52,3 Гкал/ч, что соответствует расходу пара в Т-отбор 100 т/ч, пропуск пара в конденсатор 12 т/ч, расход свежего пара в голову турбины 395 т/ч.

Максимально возможная температура нагреваемого потока зависит от его начальной температуры, от параметров утилизируемого потока, а также от давления греющего пара. Для греющего пара давлением 3,4 ата предельная температура нагреваемого потока составит 73 °С, при использовании пара из отбора на ПНД-4 и из отбора на деаэрактор поток возможно нагреть до 85 °С.

В качестве функции цели при оптимизации решения задачи, возможны три варианта: увеличение выработки электрической энергии при сохранении расхода пара на турбину, сохранение электрической мощности установки при сокращении подачи пара в голову турбины или сохранение минимального пропуска пара в конденсатор с одновременным снижением расхода острого пара и снижением выработки. Во всех случаях тепловые нагрузки отопительного и промышленного отбора сохраняются. В процессе эксплуатации возможен переход от одного варианта функции цели к другому, так как изменение расходов пара по вариантам находится в пределах диапазона регулирования.

В условиях ввода в строй Белорусской АЭС актуальным является вариант с сохранением минимального пропуска пара в конденсатор, при этом выработка электрической энергии также будет снижаться за счет снижения подачи пара в голову турбины.

Эффективность модернизации ТЭЦ оценим на основании электрического КПД  $\eta_{эл}$ , энергетического КПД  $\eta_{эн}$  и эксергетического КПД  $\eta_e$ , которые соответственно рассчитываются:

$$\eta_{эл} = \frac{W_{эз}}{Q_{топл} - Q_{то} - Q_{по}},$$

$$\eta_{эн} = \frac{W_{эз} + Q_{то} + Q_{по}}{Q_{топл}},$$

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{эз} + E_{тэ}}{E_{топл}},$$



где  $W_{ээ}$  – электрическая выработка турбоустановки, ГДж/ч;  $Q_{то}$  – тепловая нагрузка теплофикационного отбора, ГДж/ч;  $Q_{по}$  – тепловая нагрузка производственного отбора, ГДж/ч;  $Q_{топл}$  – мощность потока топлива, ГДж/ч;  $E_{ээ}$  – эксергия электрической энергии, ГДж/ч;  $E_{тэ}$  – эксергия отпускаемой тепловой энергии (в теплофикационном и производственном отборах), ГДж/ч;  $E_{топл}$  – эксергия потока топлива, ГДж/ч.

КПД парового котла принят постоянным во всех рассмотренных режимах, так как для всех описанных вариантов изменение расхода свежего пара в связи с интеграцией АБТН в тепловую схему не превысило 3,5 т/ч, что составляет менее 1 % от общего расхода пара из котла, и в данных пределах изменением КПД котла можно пренебречь.

Для каждого из трех описанных выше вариантов в результате модернизации данные показатели эффективности возрастают и зависят, кроме всего прочего, от процента невозврата конденсата. И в предельном случае, для варианта с полным невозвратом конденсата в тепловую схему, рост электрического КПД оказывается наибольшим для варианта с сохранением расхода пара в голову турбины и увеличением выработки электроэнергии, и составляет до 1 %. Рост энергетического КПД показывает максимум для варианта с сохранением пропуска пара в конденсатор и составляет 0,54 %.

Эффективность выработки электрической энергии в последних ступенях паровых турбин невысока, поэтому следует выбирать вариант с сохранением минимального расхода пара в конденсатор, что для турбин с уплотненной диафрагмой составляет 12 т/ч. Далее приведены графики зависимости увеличения электрического КПД (рис. 1) и увеличения энергетического КПД (рис. 2) от процента возврата конденсата производственного отбора в цикл для данного варианта.

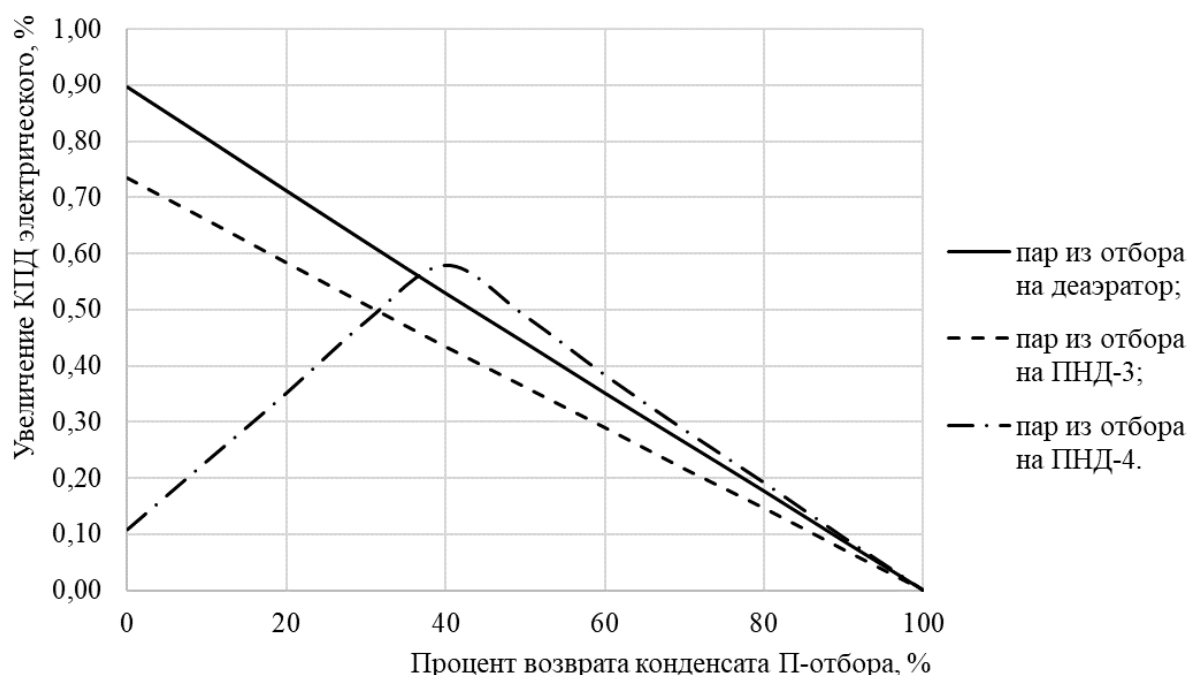


Рис. 1. Рост электрического КПД за счет установки АБТН



Из приведенных рисунков следует, что эффектом от рассматриваемой модернизации будет снижение электрической мощности турбоустановки на 0,32 МВт при полном невозврате конденсата производственного отбора и использовании пара из отбора на деаэратор в качестве привода АБТН. При этом электрический КПД турбоустановки увеличивается на 0,90 %, энергетический КПД увеличивается на 0,55 %, эксергетический КПД также увеличивается на 0,23 %. Требуемая мощность устанавливаемого АБТН равна 8,2 МВт.

Точки перегиба на линиях, описывающих изменение параметров при использовании пара из отбора на ПНД-4, соответствуют максимальной мощности АБТН на данном потоке пара. Так как данный отбор является нерегулируемым, его недостаточно для нагрева потока подпиточной воды при полном невозврате конденсата в цикл.

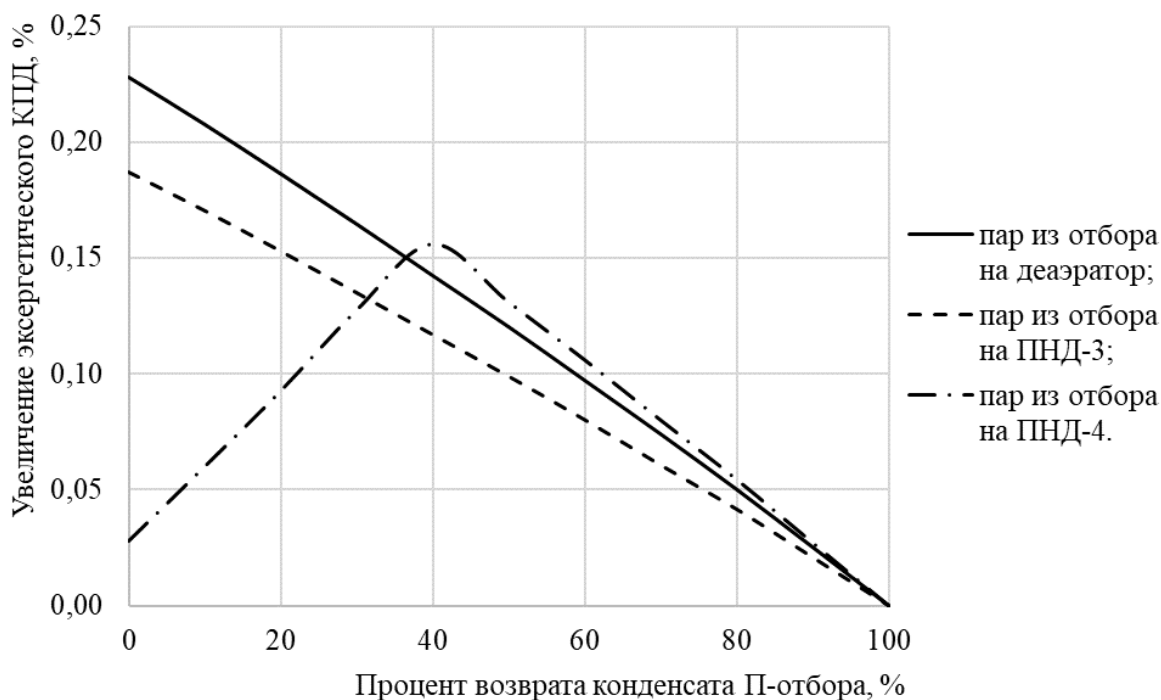


Рис. 2. Увеличение эксергетического КПД станции за счет установки АБТН

При возврате 41 % конденсата производственного отбора в цикл и использовании всего пара отбора на ПНД-4 в АБТН повышение электрического КПД оказывается равным 0,58 %, рост энергетического КПД – 0,34 %, рост эксергетического КПД – 0,16 %. Требуемая мощность АБТН – 5,0 МВт.

Для варианта использования для привода АБТН отбора с более низким давлением эффективность падает, что объясняется более низкой конечной температурой нагреваемого потока подпиточной воды, которая ограничивается параметрами АБТН в случае снижения давления греющего пара. В этом варианте предельное увеличение электрического КПД составит 0,73 %, энергетического – 0,45 %, эксергетического – 0,19 %. Установленная мощность АБТН – 6,2 МВт.

**Заключение.** Использование потенциала низкотемпературных тепловых ВЭР (теплоты охлаждения циркуляционной воды) возможно для регенеративного подогрева подпиточной воды и позволяет получить положительный эффект.



Регенеративное использование сбросных низкотемпературных тепловых потоков на ТЭЦ позволяет расширить систему регенеративного подогрева питательной воды и повысить эффективность использования первичных энергоресурсов. При этом в текущих условиях работы Белорусской ОЭС оптимальным является вариант со снижением электрической выработки, что позволяет увеличить электрический КПД в пределе на 0,82 %, при этом энергетический КПД увеличивается на 0,54 %. Электрическая мощность турбоустановки снижается на 0,32 МВт.

## Литература

1. Our world in data / Electricity mix [Электронный ресурс] / Electricity Mix – Our World in Data. – Режим доступа: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels>.
2. Хрусталеv, Б. М. Расширение энергосберегающей базы в условиях централизованного теплоснабжения и доминирования энергоемких технологий / Б. М. Хрусталеv, В. Н. Романюк // Энергоэффективность. – 2017. – № 12. – С. 20–27.
3. Михалеvич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалеvич, В. А. Рак // Энергетика. Изв. высш. учеб. Заведений и энерг. объединений СНГ. – 2021. – Т. 64, № 1. – С. 5–14.
4. Романюк, В. Н. Численное исследование тепловых схем ТЭЦ с помощью их топологических моделей / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2016. – Т. 59, № 4. – С. 376–390.
5. Производство электрической энергии [Электронный ресурс] / Производство электрической энергии – ГПО «Белэнерго». – Режим доступа: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/>.
6. Вторичные энергоресурсы и энеготехнологическое комбинирование в промышленности : учебник для вузов / Н. А. Семененко [и др.] – Киев : Вища школа, 1970. – 296 с.
7. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. – М. : Энергия, 1973. – 296 с.
8. Романюк, В. Н. Абсорбционные или парокompрессионные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, С. В. Мальков // Энергия и менеджмент. – 2013. – № 4. – С. 18–21.
9. Янченко, И. В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / И. В. Янченко. – Новочеркасск, 2015. – 180 с.
10. Тарифы на электрическую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс] / Филиал «ЭНЕРГОСБЫТ» – Тарифы на электроэнергию. – Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-elektro>.
11. Тарифы на тепловую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс] / Филиал «ЭНЕРГОСБЫТ» – Тарифы



на теплоэнергию. – Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebite-lyam/ur-l/tarify/tarify-teplo>.

12. Цены на природный газ для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс] / Цены на природный газ для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей. – Режим доступа: <https://www.topgas.by/content/produktsiya/tseny-na-prirodnyy-gaz-dlya-yuridicheskikh-lits-i-individualnykh-predprinimateley-v-respublike-belar/>.

13. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2022. – № 6. – С. 511–523.

14. Бобич, А. А. Комплекс энергосберегающих мероприятий на ТЭЦ при адаптации к условиям работы энергосистемы с вводом Белорусской АЭС : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.14 / А. А. Бобич. – Минск, 2018. – 224 с.