

## ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ПТУ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ВНУТРЕННЕГО ОТНОСИТЕЛЬНОГО КПД ОТСЕКОВ ПАРОВОЙ ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКОЙ ТУРБИНЫ

*Е.Л. Степанова, С.С. Куреев*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Авторами выполнены схемно-параметрические оптимизационные исследования перспективной теплофикационной ПТУ, имеющей в своем составе паровую противодавленческую турбину и паровой котел, работающий на природном газе, с возможностью утилизации теплоты дымовых газов. С помощью математической модели теплофикационной ПТУ проведены исследования влияния внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины на ее основные показатели режимов работы и конструктивные характеристики теплообменного оборудования установки. Создание математической модели рассматриваемой установки и проведение схемно-параметрических оптимизационных расчетов осуществлялось с помощью разработанного в отделе Теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ». Критерием оптимизации была выбрана цена электроэнергии, отпускаемой ПТУ при заданных ценах отпускаемого тепла и топлива с учетом внутренней нормы возврата капиталовложений. Результаты схемно-параметрических оптимизационных расчетов показали, что цена электрической энергии, отпускаемой теплофикационной ПТУ, практически линейно зависит от внутреннего относительного КПД отсеков турбины и при его изменении от 0,82 до 0,9 цена электрической энергии уменьшается на 0,03 цент/кВт. С учетом объема отпускаемой установкой электрической энергии экономический эффект от роста КПД может составить до 98,79 тыс. долл./год. Методический подход, примененный в данной работе, позволяет оценить целесообразность затрат для повышения внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины и может быть полезным как при рассмотрении вариантов проектирования, так и в процессе эксплуатации теплоэнергетических установок. Результаты оценки влияния внутреннего относительного КПД отсеков турбины на основные показатели режимов работы и конструктивные характеристики установки помогут определить уровень надежности и эффективности ее эксплуатации.

*Ключевые слова:* теплофикационная паротурбинная установка, математическое моделирование теплоэнергетических установок, структурно-параметрическая оптимизация теплоэнергетических установок, паровая турбина с противодавлением, внутренний относительный КПД отсека турбины, утилизация теплоты дымовых газов.

### Введение

Энергетическая и экономическая эффективность работы тепловых электростанций во многом определяется эффективностью работы теплоэнергетических установок (ТЭУ), входящих в их состав. Поэтому как на этапе проектирования ТЭУ, так и на этапе их эксплуатации необходимо принимать взвешенные, оптимальные решения. Важен правильный выбор технологической схемы, основного и вспомогательного оборудования, их конструктивных характеристик, оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между основным оборудованием, использование технологий повышения энергетической и экономической эффективности работы ТЭУ [1, 2]. Необходимо учитывать влияние изменения показателей критически важных технологических процессов, например, внутреннего относительного КПД отсеков турбины как одной из основных величин, характеризующих уровень эффективности работы турбины [3, 4], и конструктивных материалов (прочностных характеристик металла оборудования, работающего при наиболее высоких темпера-

турах, давлениях и т. д.) на характеристики оборудования. Для решения задач, связанных с оценкой эффективности выбора технологической схемы ТЭУ, определением оптимальных конструктивных характеристик ее оборудования, оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между основным оборудованием, учета влияния изменения критически важных показателей технологических процессов и конструкционных материалов, может быть использовано математическое моделирование и оптимизация. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс «Система машинного построения программ» (СМПП, TerlSh) [5, 6]. За долгий период эксплуатации программного комплекса накоплен большой опыт по математическому моделированию и оптимизации ТЭУ различных типов [7]. Целью данной работы является решение с помощью методов математического моделирования и оптимизации ТЭУ задачи оценки влияния внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины с противодавлением на показатели перспективной

теплофикационной ПТУ, предложенной ранее в работе [8].

### Обзор исследований авторов

В работах А.М. Клера и др. [6, 7] приведено описание методов математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭУ различных типов, тепловых электрических станций (ТЭС), в том числе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Авторами используются математические модели отдельных элементов оборудования, которые подробно описывают протекающие в них процессы. Модели основаны на физических законах и существующих методах расчета элементов ТЭУ (энергетические и материальные балансы энергоносителей, процессы расширения и сжатия рабочих тел, нормативный метод теплового расчета котлоагрегата и др.). Такой подход позволяет получать подробные математические модели сложных ТЭУ, учитывать различные особенности в их работе, а также формировать и решать оптимизационные задачи. Следует отметить, что данный подход используется авторами при исследованиях, описанных в представленной работе.

В упомянутой выше работе [8] А.М. Клером, Е.Л. Степановой и др. была представлена перспективная теплофикационная ПТУ с противодавленческой турбиной. В работе проводились исследования экономической и энергетической эффективности предполагаемой эксплуатации ПТУ в регионах с разными климатическими условиями при различной цене топлива. Данные исследования решено было продолжить в представленной работе на предмет оценки влияния внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины.

П.А. Щинников [9], А.М. Shaheen и др. [10], а также М. Vasu [11] исследовали вопросы оптимального распределения и планирования отпуска электрической и тепловой энергии когенерационных ТЭУ с учетом эксплуатационных ограничений исследуемого энергооборудования. Авторами применялись различные методы оптимизации когенерационных ТЭУ. В частности, в работе [9] рассматривается метод, в основе которого лежит дифференциально-эксергетический подход. В работе S. Yadegari и др. [12] решается задача смешанного целочисленного линейного программирования для когенерационной ТЭУ, использующей в качестве топлива природный газ.

И.З. Аронов и др. [13] описали проведение испытаний контактных экономайзеров на Первоуральской ТЭЦ. Анализ результатов показал эффективность применения такой технологии. Такие исследования позволили получить статистические данные и рекомендации по правильному осуществлению теплообмена в подобных контактных теплообменниках. В работе Е.Г. Шадека и др. [14] предложено решение проблемы экономии топлива и повышения энергетической эффективности кот-

лоагрегата путем разработки технологий глубокой утилизации теплоты дымовых газов. Рассматривается технологическая схема ПТУ, позволяющая с минимальными затратами осуществлять глубокую утилизацию тепла продуктов сгорания благодаря наличию охладителя – конденсата из конденсатора ПТУ. Опыт перечисленных исследований был учтен авторами настоящей статьи при разработке технологической схемы и выборе элементов оборудования.

### Актуальность темы исследования

В настоящее время реформирование систем электро- и теплоснабжения [15] оказывает влияние на развитие теплофикации за счет эксплуатации теплофикационных установок средней мощности на природном газе во многом из-за введения странами контроля за выбросами парниковых газов. Существует много автономных потребителей электрической и тепловой энергии, у которых потребление тепла значительно превышает потребление электрической энергии и потенциально-возможное производство электрической энергии на тепловом потреблении значительно выше требуемого потребления электрической энергии. При таких условиях менее эффективным может оказаться применение в качестве источников энергии парогазовых установок (ПГУ) и газотурбинных установок (ГТУ), которые в основном имеют большую выработку электрической энергии на тепловом потреблении, превышающую потребности потребителей, если не применены технологии, позволяющие увеличивать выработку тепловой энергии без увеличения выработки электрической энергии, например установка камеры дожига топлива, встроенной после газовой турбины перед котлом-утилизатором по ходу газа [16]. Более подходящими в данном случае могут оказаться паротурбинные установки (ПТУ) для комбинированного производства электрической и тепловой энергии с противодавленческими паровыми турбинами [17] и технологией утилизации теплоты дымовых газов после котлоагрегатов. Внедрение таких установок увеличивает возможные объемы комбинированного производства тепла и электроэнергии [18, 19], повышает эффективность использования органического топлива и сокращает тепловые потери с уходящими газами [20], а также выбросы оксидов азота в атмосферу за счет их растворения в конденсирующихся водяных парах [21, 22].

### Научная новизна

В работе предложен методический подход, в основе которого лежат два основных пункта, именно они в комплексе и обеспечивают научную новизну настоящей работе. Первый – это применение конструкторско-поверочной модели расчета режимов работы теплофикационной ПТУ. При построении общей конструкторско-поверочной

модели разрабатывались подробные математические модели всех элементов оборудования установки, в то время как в похожих исследованиях других авторов зачастую используются упрощенные линейные модели, основанные, как правило, на энергетических балансах. Второй – это проведение схемно-параметрической оптимизации теплофикационной ПТУ, которая позволила определить оптимальные конструктивные характеристики элементов оборудования ПТУ, оптимальные расходы температуры и давления теплоносителей (газа, воды, пара), а также оценить целесообразность затрат для повышения внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины как при рассмотрении вариантов проектирования, так и в процессе эксплуатации ТЭУ.

### Постановка задачи и методы исследования

Схема исследуемой теплофикационной ПТУ приведена на рис. 1. ПТУ имеет в качестве основного оборудования паровую турбину с противодавлением, паровой котел (топливо – природный газ) и контактный теплообменник, утилизирующий тепло дымовых газов. Целесообразность выбора турбины с противодавлением обоснована ее более простой конструкцией и меньшей стоимостью по сравнению с паровыми турбинами других

типов при одном и том же значении установленной электрической мощности, а также отсутствием потерь тепла в конденсаторе [23]. За счет утилизации тепла дымовых газов теплофикационная ПТУ будет иметь меньшие потери тепла с уходящими газами, что позволяет увеличить КПД котлоагрегата. Эксплуатация теплофикационной ПТУ, использующей в качестве топлива природный газ, обладает некоторыми преимуществами по сравнению с теплофикационными ПТУ и ГТУ. Как известно, паровая турбина имеет более высокую надежность и больший срок службы, чем газовая турбина, а изготовление основного генерирующего оборудования ПТУ, такого как паровой котел и паровая турбина, потребует менее дефицитных материалов, чем изготовление газовой турбины.

Разработанная конструкторско-проверочная математическая модель теплофикационной ПТУ включает математическую модель конструкторского и четыре математические модели поверочного расчетов. Конструкторский расчет выполняется для режима максимальных нагрузок (номинальный режим), результатом которого является определение конструктивных характеристик установки. Поверочные расчеты проводятся для четырех характерных режимов (число режимов может быть больше, если необходимо более детально

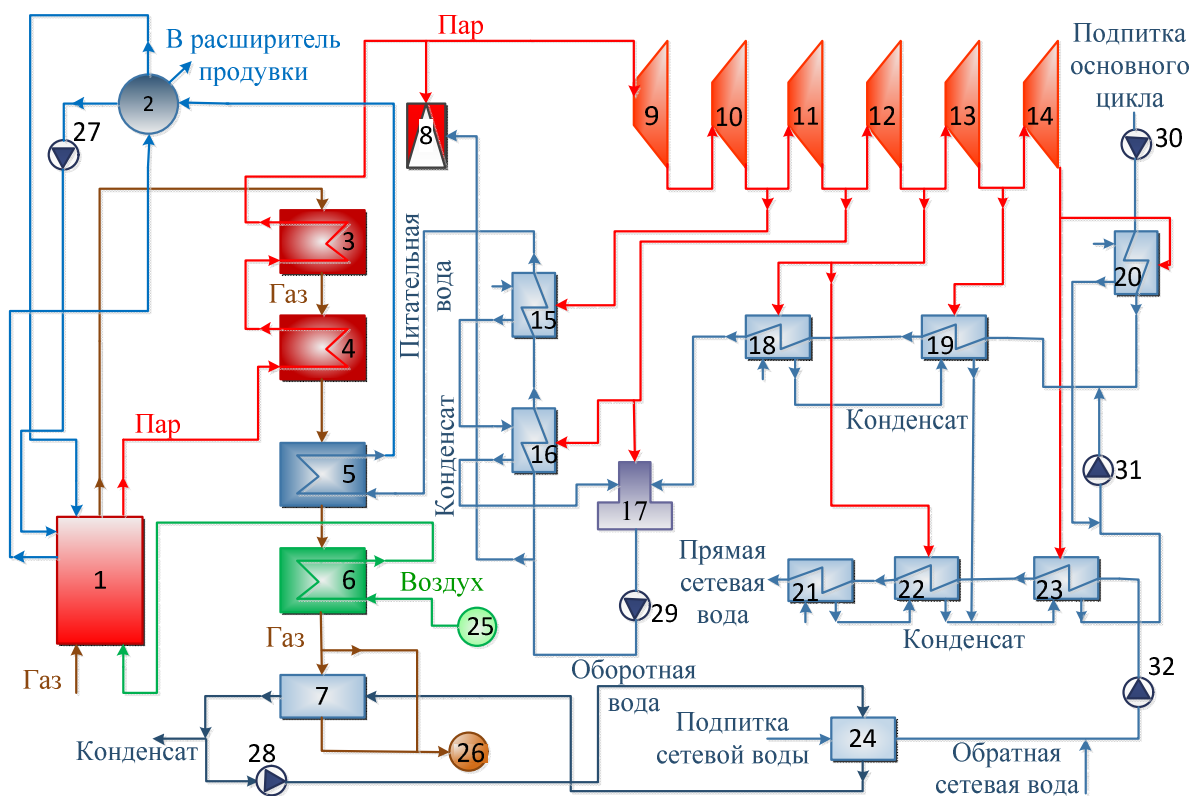


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема теплофикационной ПТУ: 1 – топочная камера; 2 – барабан-сепаратор; 3, 4 – 1-я и 2-я ступени пароперегревателя; 5 – экономайзер; 6 – воздухоподогреватель; 7 – контактный теплообменник; 8 – редукционно-охлаждающая установка; 9–14 – отсеки противодавленческой паровой турбины; 15, 16 – подогреватели высокого давления; 17 – деаэрактор; 18, 19 – подогреватели низкого давления; 20 – подогреватель подпитки основного цикла; 21–23 – 1-й, 2-й и 3-й сетевые бойлеры соответственно; 24 – водоводяной подогреватель; 25 – дутьевой вентилятор; 26 – дымосос; 27–32 – насосы



и максимальное значение электрической мощности в номинальном режиме;  $K_{об}$  – капиталовложения в оборудование;  $d_{уд}$  – вектор удельных стоимостей элементов оборудования;  $K_{сум}$  – суммарные капиталовложения;  $K_{ст}$  – капиталовложения, учитывающие непредвиденные затраты и затраты на строительство;  $G_{год}^{топ}$  – годовой расход топлива;  $Q_{год}$  – годовая теплопроизводительность установки;  $\mathcal{E}_{год}$  – годовой полезный отпуск электроэнергии;  $T_k$ ,  $T_i$  – продолжительности номинального и  $i$ -го режимов соответственно;  $Q_i$  – отпуск тепловой энергии в  $i$ -м режиме;  $N_i$  – полная электрическая мощность в  $i$ -м режиме;  $CRF$  – внутренняя норма возврата капиталовложений;  $CRF_z$  – заданное значение внутренней нормы возврата капиталовложений;  $\mathcal{C}^{теп}$  – цена тепловой энергии;  $\mathcal{C}^{топ}$  – цена топлива;  $\mu$  – вектор параметров, определяющих условия кредитования и налогообложения;  $x_k^{min}$ ,  $x_k^{max}$ ,  $x_i^{min}$ ,  $x_i^{max}$  – векторы минимальных и максимальных значений  $x_k$  и  $x_i$  соответственно;  $n$  – число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты.

В список оптимизируемых параметров конструкторско-поверочной математической модели ПТУ были включены: расчетная тепловая нагрузка; расход топлива паровым котлом; внутренние, наружные диаметры и шаги труб теплообменных поверхностей нагрева; высота, ширина, глубина газоходов пароперегревателей и топки; массовые скорости воды и пара; выходные энтальпии пара и воды пароперегревателей и экономайзера; входные расход, давление пара первого подогревателя сетевой воды, давление пара в отборах турбины; расход воды в испарительном контуре барабана-сепаратора; расход греющей воды подогревателя подпитки сетевой воды; входные энтальпия и давление пара, идущего после РОУ в третий подогреватель сетевой воды. Кроме формирования списка оптимизируемых параметров для проведения схемно-параметрической оптимизации режимов работы ПТУ необходимо задавать ограничения. Ограничения накладываются на неотрицательность температурных напоров и расходов теплоносителей энергоустановки, на механические напряжения металла труб теплообменных аппаратов. Таким образом, список оптимизируемых параметров конструкторско-поверочной математической модели теплофикационной ПТУ составил 74 параметра, список ограничений-неравенств – 730 параметров. Для расчета капиталовложений была принята следующая исходная информация [8, 25]. Удельные стоимости для: труб экранной поверхности топки парового котла (сталь 12X18H12Т) –

45 тыс. долл./т, пароперегревателей, экономайзера (сталь 15X1M1Ф) – 30,6 тыс. долл./т, воздухоподогревателя, пароводяных и водоводяного теплообменников (сталь 20) – 21 тыс. долл./т. Удельные стоимости электрогенератора турбины, насосов – 60 долл./кВт, электротехнического оборудования – 0,192 тыс. долл./кВт., а также систем, зависящих от расхода топлива, – 240 тыс. долл./т/ч. Удельные (на единичный расход условного топлива) затраты в топливную систему – 14,4 тыс. долл./т/ч. Внутренняя норма возврата капиталовложений – 0,15; коэффициент учета затрат на строймонтаж – 1,6; коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты, – 1,03; коэффициент, учитывающий прочие затраты, – 1,3; коэффициент приведения цен на оборудование – 1,65; коэффициент, учитывающий стоимость неучтенного оборудования, – 1,1.

### Практическая значимость

Описанный в настоящей работе методический подход к проведению таких исследований может оказаться полезным как при рассмотрении вариантов проектирования, так и в процессе эксплуатации ПТУ. Данные, полученные в результате выполнения оценки влияния внутреннего относительного КПД отсеков турбины на основные показатели работы установки, позволяют на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию оценивать уровень надежности и эффективности работы, а также могут послужить основой для планирования и нормирования ее дальнейшей работы. При эксплуатации помогут выявить узлы и элементы, работающие с пониженной экономичностью, и своевременно наметить меры по устранению дефектов, а также оценить эффективность от внедрения различных мероприятий по увеличению КПД ПТУ.

### Результаты практических исследований и их анализ

Создание математической модели теплофикационной ПТУ и проведение схемно-параметрических оптимизационных исследований осуществлялись с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК), созданного сотрудниками отдела Теплосиловых систем ИСЭМ СО РАН [26]. Интерфейс ПВК с изображением интерактивной расчетной схемы ПТУ представлен на рис. 2.

Исследования проводились при следующих климатических условиях: расчетная температура наружного воздуха  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , продолжительность отопительного периода – 4920 ч, неотапительного периода – 3840 ч. Отопительный период был разбит на четыре периода времени при средних за рассматриваемый период температурах наружного воздуха, равных:  $-25$ ,  $-20$ ,  $-10$  и  $+1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  соответственно. Диапазон изменения электрической мощности ПТУ составлял 50–60 МВт. Температурный график тепловой сети был принят равным  $150/70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , цена топлива – 100 долл./т у.т., цена тепловой энергии – 20 долл./Гкал.

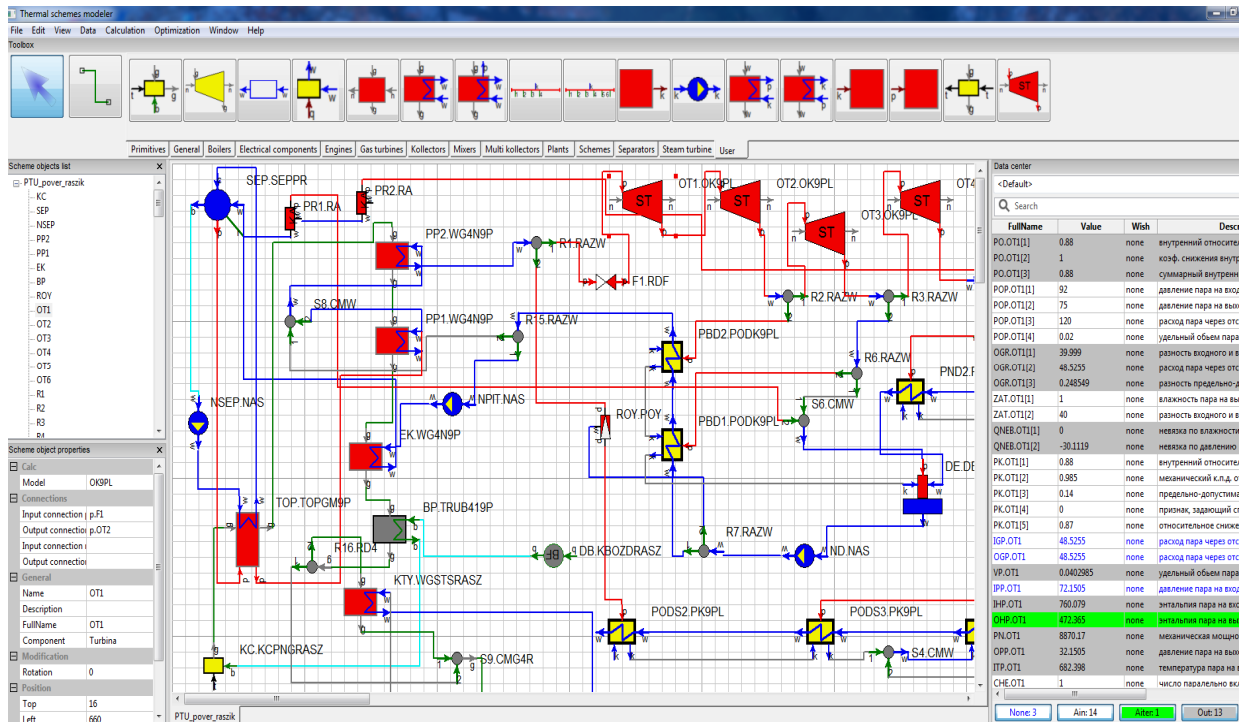


Рис. 2. Интерфейс программно-вычислительного комплекса с изображением интерактивной расчетной схемы теплофикационной ПТУ

Для рассматриваемой теплофикационной ПТУ с использованием выше описанного методического подхода и конструкторско-проверочной математической модели были проведены исследования влияния внутреннего относительного КПД отсеков турбины на основные показатели работы

установки, а также на коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) и цену отпускаемой ПТУ электрической энергии. Внутренний относительный КПД отсеков турбины рассматривался в пределах от 0,82–0,9. В табл. 1 приведены основные показатели работы ПТУ, полученные в результате

Оптимальные показатели работы теплофикационной ПТУ при различных значениях внутреннего относительного КПД отсеков паровой противодавленческой турбины

Таблица 1

Основные показатели ПТУ	Внутренний относительный КПД отсеков турбины			
	0,82	0,85	0,87	0,90
Годовая выработка электроэнергии, тыс. МВт ч	350,4	355,2	356,6	368,0
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	329,3	334,9	336,1	347,7
Годовой расход топлива, тыс. т у.т. год	173,7	168,3	167,6	167,0
Коэффициент теплофикации	0,567	0,568	0,569	0,569
Суммарные капиталовложения, млн долл.	34,58	34,38	34,37	34,37
Удельные капитальные вложения, долл./кВт	689,0	687,4	687,2	684,5
Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ)	0,931	0,934	0,936	0,939
Цена электроэнергии, цент./кВт	2,89	2,88	2,87	2,86
Расход прямой сетевой воды в отопительный период, т/ч	2300,4	2203,5	2188,8	2179,0
Расход обратной сетевой воды в отопительный период, т/ч	1610,2	1542,6	1532,8	1525,3
Тепловая нагрузка в номинальном режиме, Гкал/ч	188,7	180,8	179,6	178,7
Расход острого пара на турбину в номинальном режиме, т/ч	256,6	245,1	243,3	242,2
Расход острого пара на РОУ в номинальном режиме, т/ч	156,6	149,7	149,0	147,9
Давление острого пара в номинальном режиме, кг/см <sup>2</sup>	88,7	88,6	88,5	88,5
Температура острого пара в номинальном режиме, °С	525	525	525	525
Расход пара после последней ступени турбины в номинальном режиме, т/ч	167,0	160,9	151,5	151,2
Давление пара после последней ступени турбины в номинальном режиме, кг/см <sup>2</sup>	1,53	1,50	1,48	1,46
Расход топлива в номинальном режиме, т у.т./ч	37,5	36,9	36,7	36,5

схемно-параметрических оптимизационных расчетов при различных значениях внутреннего относительного КПД отсеков турбины, а в табл. 2 показаны некоторые из основных конструктивных характеристик оборудования установки.

На рис. 3 приведены графики, показывающие изменения коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) и цены электрической энергии от изменения внутреннего относительного КПД отсеков паровой противодавленческой турбины.

Результаты серии схемно-параметрических оптимизационных расчетов режимов работы ПТУ позволяют сделать следующие выводы. Известно, что при более высоком внутреннем относительном КПД отсеков паровой турбины потери, связанные с трением рабочего тела о поверхность диска, барабана, лопаточного бандажа, потери от парциальности, от возможных утечек, от влажности, а также потери при отборах рабочего тела и влагоудаления значительно меньше, чем при более низком внутреннем относительном КПД отсеков. Это

обеспечивает (как видно из табл. 1) рост выработанной электрической энергии ПТУ от 350,4 до 368,0 тыс. МВт ч и отпущенной потребителю электрической энергии от 329,3 до 347,7 тыс. МВт ч. Уменьшается расход острого пара на паровую турбину от 256,6 до 242,2 т/ч. За счет более экономичной работы паровой турбины при значениях внутреннего относительного КПД, равного 0,87 и 0,9, а также оптимально подобранных в процессе схемно-параметрической оптимизации конструктивных характеристик теплообменного оборудования сокращаются расходы прямой и обратной сетевой воды (при соблюдении установленного температурного графика тепловой сети), расход пара на РОУ при номинальном режиме работы ПТУ, а требуемая тепловая нагрузка потребителей обеспечивается в основном за счет отборов пара паровой турбины на сетевые бойлеры. Об этом свидетельствует и коэффициент теплофикации ПТУ, который равен отношению тепла, получаемого за счет пара от турбины к общему отпуску

Таблица 2

Основные конструктивные характеристики оборудования ПТУ, полученные при внутреннем относительном КПД отсеков турбины, равном 0,87–0,90

Конструктивные характеристики оборудования ПТУ	Внутренний относительный КПД отсеков турбины			
	0,82	0,85	0,87	0,90
Топочная камера котлоагрегата:				
– высота, м	27,0	24,0	22,0	20,0
– ширина, м	11,0	10,0	9,0	9,0
– глубина, м	9,0	9,0	8,0	8,0
– наружный/внутренний диаметр/шаг экранных труб испарительной поверхности, мм	60/50/80	60/50/80	60/50/80	60/50/80
– наружный/внутренний диаметр/шаг экранных труб перегревательной поверхности, мм	60/50/64	60/50/64	60/50/64	60/50/64
Пароперегреватель 1-й ступени котлоагрегата:				
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/20	32/20	32/20	32/20
– поперечный/продольный шаг труб, мм	80/60	80/60	80/60	80/60
– площадь теплообменной поверхности, м <sup>2</sup>	250,0	215,0	200,0	230,0
Пароперегреватель 2-й ступени котлоагрегата:				
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/20	32/20	32/20	32/20
– поперечный/продольный шаг труб, мм	80/60	80/60	80/60	80/60
– площадь теплообменной поверхности, м <sup>2</sup>	780,0	834,0	660,0	630,0
Экономайзер котлоагрегата:				
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	32/26	32/28	32/28	32/28
– поперечный/продольный шаг труб, мм	60/45	60/45	60/45	60/45
– площадь теплообменной поверхности, м <sup>2</sup>	2199,6	2753,0	2959,0	3157,0
Воздухоподогреватель котлоагрегата:				
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	40/37	40/35	40/35	40/35
– поперечный/продольный шаг труб, мм	60/45	60/45	60/45	60/45
– площадь теплообменной поверхности, м <sup>2</sup>	4382,0	3903,0	3990,0	3970,0
Площадь теплообменной поверхности подогревателей высокого давления турбоустановки, м <sup>2</sup> :				
– 1-й подогреватель	317,0	305,0	300,0	280,0
– 2-й подогреватель	155,0	152,0	150,0	145,0
Площадь теплообменной поверхности, м <sup>2</sup> :				
– 1-го сетевого подогревателя	1463,0	1268,0	1102,0	1102,0
– 2-го сетевого подогревателя	608,0	612,0	628,0	630,0
– 3-го сетевого подогревателя	1158,0	1152,0	1150,0	1097,0
– водоводяного подогревателя подпитки сетевой воды	5580,0	5384,0	5912,0	5994,0



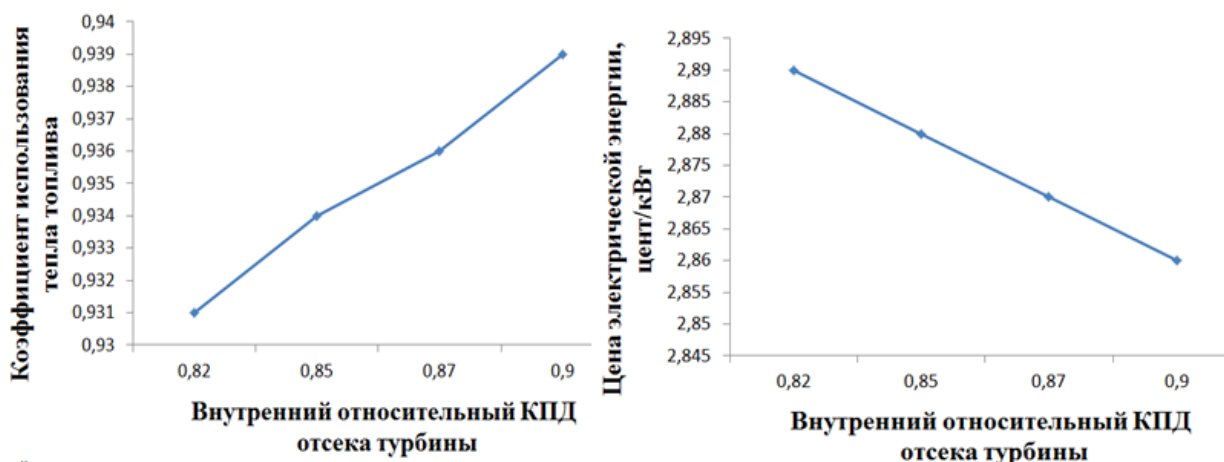


Рис. 3. Зависимости коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) и цены электрической энергии, отпускаемой теплофикационной ПТУ от внутреннего относительного КПД отсеков турбины

тепла, и находится для исследуемой установки в диапазоне 0,567–0,569. Третий сетевой бойлер (пиковый) работает только в номинальном режиме, в остальных режимах он отключается. Как видно из табл. 1 и рис. 3, увеличение внутреннего относительного КПД отсеков турбины от 0,82 до 0,9 приводит к росту КИТТ от значения, равного 0,931, до значения 0,939. Эти параметры показывают эффективное потребление теплоты топлива и обусловлены выбором в составе схемы ПТУ турбины с противодавлением, которая не имеет потерь тепла в конденсаторе с охлаждающей водой и парового котла, работающего на природном газе, с возможностью утилизации тепла уходящих газов. Для теплофикационного энергоблока идентичной мощности, но имеющего турбоустановку с конденсатором и не имеющего утилизации тепла уходящих газов, значение КИТТ не превышает 0,8. Кроме того, результаты схемно-параметрических оптимизационных расчетов показывают, что цена электрической энергии, отпускаемой теплофикационной ПТУ, практически линейно (см. рис. 3) зависит от внутреннего относительного КПД отсеков турбины. И при изменении внутреннего относительного КПД отсеков турбины от 0,82 до 0,9 цена электрической энергии уменьшается на 0,03 цент/кВт. С учетом объема отпускаемой электрической энергии экономический эффект от роста КПД от 0,82 до 0,9 может составить до 98,79 тыс. долл./год. Это позволяет оценить рациональные затраты на повышение внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины. Дополнительное количество тепла, полученное за счет утилизации тепла дымовых газов котлоагрегата при нагреве подпитки сетевой воды, находится в диапазоне 38,0–40,0 Гкал/ч, что составляет примерно 20 % от расчетной тепловой нагрузки. Температура уходящих газов за контактными теплообменником в отопительный период работы ПТУ находится в диапазоне от 83 до 86 °С. Это

исключает возможность выпадения конденсата в газовом тракте и дымовой трубе, а также влияет на уменьшение тепловых выбросов от установки. В табл. 2 приведены основные конструктивные характеристики оборудования ПТУ. Конструктивные характеристики, полученные при внутреннем относительном КПД отсеков турбины, равном 0,87 и 0,90, не сильно отличаются между собой, в основном происходит перераспределение их значений между поверхностями нагрева теплообменного оборудования ПТУ. В то время как конструктивные характеристики оборудования ПТУ, рассчитанные при значениях внутреннего относительного КПД 0,82 и 0,85, характеризуются в основном большими значениями площадей теплообменных поверхностей нагрева, что в итоге приводит к увеличению удельных капиталовложений в установку.

#### Заключение

В работе проведены схемно-параметрические оптимизационные исследования перспективной теплофикационной ПТУ, имеющей в своем составе паровую противодавленческую турбину и паровой котел, работающий на природном газе, с возможностью утилизации теплоты дымовых газов. С помощью математической модели теплофикационной ПТУ выполнены исследования влияния относительного КПД отсеков паровой турбины с противодавлением на ее основные показатели режимов работы и конструктивные характеристики теплообменного оборудования установки. Методический подход, примененный в данной работе, позволяет оценить целесообразность затрат для повышения внутреннего относительного КПД отсеков паровой турбины и может быть полезным как при рассмотрении вариантов проектирования, так и в процессе эксплуатации ТЭУ. Результаты оценки влияния внутреннего относительного КПД отсеков турбины на основные показатели режимов



работы и конструктивные характеристики установки помогут определить уровень надежности и эффективности ее эксплуатации.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

### Литература

1. Hazell, D. *Modeling and Optimization of Condensing Heat Exchangers for Cooling Boiler Flue Gas* / D. Hazell. – 2011. – 108 p.
2. *Utilization of waste tire powder for gaseous fuel generation via CO<sub>2</sub> gasification using waste heat in converter vaporization cooling flue* / W. Song, J. Zhou, Y. Li, J. Yang // *Renewable Energy*. – 2021. – Vol. 173. – P. 283–296. DOI: 10.1016/j.renene.2021.03.090
3. *Анализ влияния отдельных составляющих потерь от влажности на экономичность ступени и отсеков паровых турбин* / Г.А. Филипов, В.Г. Грибин, А.Р. Аветисян и др. // *Теплоэнергетика*. – 2015. – № 1. – С. 22–28.
4. *Татарина, Н.В. Исследование расходных и мощностных характеристик последних отсеков теплофикационных паровых турбин* / Н.В. Татарина // *Проблемы региональной энергетики*. – 2019. – № 3 (44). – С. 79–90. DOI: 10.5281/zenodo.3562205
5. *Клер, А.М. Методы оптимизации сложных энергетических установок* / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Т.П. Щеголева. – Новосибирск: Наука, 1993. – 116 с.
6. *Клер, А.М. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями* / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин. – Новосибирск: Наука, 1997. – 120 с.
7. *Клер, А.М. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов* / А.М. Клер, Э.А. Тюрина. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2016. – 298 с.
8. *Клер, А.М. Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противодавленческой паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов* / А.М. Клер, Е.Л. Степанова, А.С. Максимов // *Теплофизика и аэромеханика*. – 2018. – Т. 25, № 6. – С. 963–973. DOI: 10.1134/S0869864318060136
9. *Щинников, П.А. Оптимальное распределение электрической и тепловой нагрузок между энергоагрегатами ТЭЦ* / П.А. Щинников // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. – 2018. – № 6. – С. 65–75. DOI: 10.31857/S000233100003520-6
10. *Optimal economic power and heat dispatch in Cogeneration Systems including Wind Power* / A.M. Shaheen, A.R. Ginidi, R.A. El-Sehiemy, E.E. Elattar // *Energy*. – 2021. – 225. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120263
11. *Basu, M. Combined heat and power economic dispatch by using differential evolution* / M. Basu // *Electric Power Components and Systems*. – 2010. – No. 38 (8). – P. 996–1004. DOI: 10.1080/15325000903571574
12. *Yadegari, S. Risk-averse multi-objective optimal combined heat and power planning considering voltage security constraints* / S. Yadegari, H. Abdi, S. Nikkiah // *Energy*. – 2020. – 212. – No. ar. 118754. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118754
13. *Аронов, И.З. Опыт эксплуатации контактных энергоустановок на Первоуральской ТЭЦ* / И.З. Аронов, Г.А. Пресич // *Промышленная энергетика*. – 1991. – № 8. – С. 17–20.
14. *Глубокая утилизация тепла отходящих газов теплогенераторов* / Е.Г. Шадек, Б.И. Маршак, А.А. Анохин, В.Г. Гориков // *Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ*. – 2014. – № 2. – С. 21–25.
15. *Стенников, В.А. Эффективные направления технической политики в энергоснабжении* / В.А. Стенников, С.В. Жарков // *Известия РАН. Энергетика*. – 2017. – № 5. – С. 19–31.
16. *Степанова, Е.Л. Исследование эффективности дожигания топлива в дополнительной камере сгорания ГТУ, имеющей контактный теплообменник для подогрева подпиточной сетевой воды* / Е.Л. Степанова, П.В. Жарков // *Известия РАН. Энергетика*. – 2020. – № 2. – С. 133–140. DOI: 10.31857/S0002331020020120
17. *Модернизация турбоустановок типа «Р» с целью их перевода с противодавления на работу по теплофикационному графику. Опыт эксплуатации модернизированных турбин* / В.В. Божко, В.С. Шаргородский, С.Ш. Розенберг и др. // *Новости теплоснабжения*. – 2006. – № 2. – С. 24–27.
18. *Combined analysis of electricity and heat networks* / X. Liu, J. Wu, N. Jenkins, A. Bagdanavicius // *Applied Energy*. – 2016. – P. 1238–1250. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.102
19. *A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids* / B. Leitner, E. Widl, W. Gawlik, R. Hofmann // *Energy*. – 2019. – 182. – P. 729–738. DOI: 10.1016/j.energy.2019.06.016.
20. *Terhan, M. Design and economic analysis of a flue gas condenser to recover latent heat from exhaust flue gas* / M. Terhan, K. Comakli // *Applied Thermal Engineering*. – 2016. – No. 100 (3). – P. 1007–1015. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2015.12.122

21. A total heat recovery system between the flue gas and oxidizing air of a gas-fired boiler using a non-contact total heat exchanger / Sheng Shang, Xianting Li, Wei Chen, Baolong Wang // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 207. – P. 613–623. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.169

22. Investigation on a full-scale heat pipe heat exchanger in the ceramics industry for waste heat recovery / H. Jouhara, D. Bertrand, B. Axcell, et al. // *Energy*. – 2021. – Vol. 223. – No. ar. 120037. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120037

23. Чистович, С.А. О применении парогазовых ТЭЦ с турбинами противоаварийного давления в районах городской застройки / С.А. Чистович // *Новости теплоснабжения*. – 2011. – № 1. – С. 21–25.

24. Клер, А.М. Учёт переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок / А.М. Клер, Ю.М. Потанина, А.С. Максимов // *Теплоэнергетика*. – 2012. – № 7. – С. 63–69.

25. Клер, А.М. Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока / А.М. Клер, Ю.М. Потанина, Н.О. Епишкин // *Известия РАН. Энергетика*. – 2015. – № 5. – С. 106–111.

26. Kler, A.M. Mathematical modeling and optimization of large thermal power installations / A.M. Kler, A.S. Maximov // *Termotekhnika*. – 2010. – Vol. 26, no. 1. – P. 47–54.

**Степанова Елена Леонидовна**, канд. техн. наук, доцент, старший научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск; elstep47@mail.ru.

**Киреев Станислав Сергеевич**, аспирант, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск; harmonical95@gmail.com.

Поступила в редакцию 29 апреля 2021 г.

DOI: 10.14529/power210202

## EVALUATION OF THE PERFORMANCE INDICATORS OF A COGENERATION STU AS AFFECTED BY CHANGING THE INTERNAL RELATIVE EFFICIENCY OF THE BACKPRESSURE STEAM TURBINE COMPARTMENTS

**E.L. Stepanova**, elstep47@mail.ru,  
**S.S. Kireev**, harmonical95@gmail.com

*Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russian Federation*

The authors carried out the circuit-parametric optimization studies of a promising cogeneration STU, which includes a backpressure steam turbine and a gas-fired steam boiler capable of heat recovery from flue gases. A mathematical model was employed to analyze how the internal relative efficiency of the steam turbine compartments in such an STU could affect the core operating parameters and the design characteristics of the heat exchange equipment of the unit. Mathematical modeling and circuit-parametric optimizations were run in the Machine Programming System, a software package developed by the Department of Heat and Power Systems, Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. The optimization criterion was the price of STU-supplied electricity at the given prices of supplied heat and fuel with the adjustment for the internal rate of return on investment. Circuit-parametric optimizations show that the price of electric energy from a cogeneration STU linearly depends on the internal relative efficiency of the turbine compartments, and when it changes from 0.82 to 0.9, the price of electric energy decreases by 0.03 cents/kW. The cost effect of the increase in efficiency can be up to 98.79 thous. USD/year given the quantitative supply of electricity from the STU. The methodological approach used in this work enables feasibility testing of the attempts to improve the internal relative efficiency of the steam turbine compartments and can be useful both in the design and operation of thermal power plants. The estimated effects of internal relative efficiency of the turbine compartments on the core operating parameters and the characteristics of the unit will help determine the reliability and efficiency of its operation.

*Keywords: cogeneration steam turbine, mathematical modeling of heat power plants, circuit-parametric optimization of heat power plants, backpressure steam turbine, internal relative efficiency of turbine compartments, heat recovery from flue gases.*

## References

1. Hazell D. Modeling and Optimization of Condensing Heat Exchangers for Cooling Boiler Flue Gas, 2011. 108 p.
2. Song W., Zhou J., Li Y., Yang J. Utilization of Waste Tire Powder for Gaseous Fuel Generation Via CO<sub>2</sub> Gasification Using Waste Heat in Converter Vaporization Cooling Flue. *Renewable Energy*, 2021, vol. 173, pp. 283–296. DOI: 10.1016/j.renene.2021.03.090
3. Filipov G.A., Grinin V.G., Avetisyan A.R., Lisy A.S. [Analysis of the Influence of Individual Components of Losses from Humidity on the Economy of the Steps and Compartments of Steam Turbines]. *Heat Power Engineering*, 2015, no. 1, pp. 22–28. (in Russ.)
4. Tatarinova N.V. [Study of the Expenditure and Power Characteristics of the Latest Compartments of Heat Steam Turbines]. *Problemele Energeticii Regionale*, 2019, no. 3 (44), pp. 79–90. (in Russ.) DOI: 10.5281/zenodo.3562205
5. Kler A.M., Dekanova N.P., Schegolev T.P. *Metody optimizatsii slozhnykh energeticheskikh ustanovok* [Methods for Optimizing Complex Power Plants]. Novosibirsk, Science, 1993. 116 p.
6. Kler A.M., Dekanova N.P., Skripkin S.K. *Matematicheskoe modelirovanie i optimizatsiya v zadachakh operativnogo upravleniya teplovymi elektrostantsiyami* [Mathematical Modeling and Optimization in the Tasks of Operational Management of Thermal Power Plants]. Novosibirsk, Science, 1997. 120 p.
7. Kler A.M., Tyurina E.A. *Optimizatsionnye issledovaniya energeticheskikh ustanovok i kompleksov* [Optimization Studies of Power Plants and Complexes]. Novosibirsk, Academic Publishing House Geo, 2016. 298 p.
8. Kler A.M., Stepanova E.L., Maksimov A.S. [Study of the Efficiency of a Cogeneration Power Unit with a Back-Pressure Steam Turbine and Waste Gas Heat Recovery]. *Teplofizika i aeromekhanika* [Thermophysics and Aeromechanics], 2018, no. 6, pp. 963–973. (in Russ.) DOI: 10.1134 / S0869864318060136
9. Schiannikov P.A. [The Optimal Distribution of Electrical and Thermal Loads between Power Plants of the CHPP]. *Thermal Engineering*, 2018, no. 6, pp. 65–75. (in Russ.) DOI: 10.31857/S000233100003520-6
10. Shaheen A.M., Ginidi A.R., El-Sehiemy R.A., Elattar E.E. Optimal Economic Power and Heat Dispatch in Cogeneration Systems Including Wind Power. *Energy*, 2021, 225. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120263
11. Basu M. Combined Heat and Power Economic Dispatch by Using Differential Evolution. *Electric Power Components and Systems*, 2010, no. 38 (8), pp. 996–1004. DOI: 10.1080/15325000903571574
12. Yadegari S., Abdi H., Nikkiah S. Risk-Averse Multi-Objective Optimal Combined Heat and Power Planning Considering Voltage Security Constraints. *Energy*, 2020, 212, art. no. 118754. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118754
13. Aronov I.Z., Pleashev G.A. [Experience of Operating Contact Economizers of the Pervoural CHP]. *Promyshlennaya jenergetika* [Industrial energy], 1991, no. 8, pp. 17–20. (in Russ.)
14. Shadek E.G., Marshak B.I., Anokhin A.A., Gorshkov V.G. [Deep Utilization of Heat from Waste Gases of Heat Generators]. *Industrial and heating boilers and mini-CHP*, 2014, no. 2, pp. 21–25. (in Russ.)
15. Stennikov V.A., Zharkov S.V. [Effective Directions of Technical Policy in Energy Supply]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika* [Thermal Engineering], 2017, no. 5, pp.19–31. (in Russ.)
16. Stepanova E.L., Zharkov P.V. [Investigation of the Efficiency of Fuel Afterburning in an Additional Combustion Chamber of a Gas Turbine Unit with a Contact Heat Exchanger for Heating the Make-up Network Water]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika* [Thermal Engineering], 2020, no. 2, pp. 133–140. (in Russ.) DOI: 10.31857/S0002331020020120
17. Bozhko V.V., Shargorodsky V.S., Rosenberg S.Sh., Leonova I.S., Khomenok L.A., Makarov A.N., Krotov K.V. [Modernization of Turbine Plants of the “P” Type with the Aim of Transferring them from Back Pressure to Work According to the Heating Schedule. Experience in Operating Modernized Turbines]. *Heat Supply News*, 2006, no. 2, pp. 24–27. (in Russ.)
18. Liu X., Wu J., Jenkins N., Bagdanavicius A. Combined Analysis of Electricity and Heat Networks. *Applied Energy*, 2016, pp. 1238–1250. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.102
19. Leitner B., Widl E., Gawlik W., Hofmann R. A Method for Technical Assessment of Power-To-Heat Use Cases to Couple Local District Heating and Electrical Distribution Grids. *Energy*, 2019, 182, pp. 729–738. DOI: 10.1016/j.energy.2019.06.016
20. Terhan M, Comakli K. Design and Economic Analysis of a Flue Gas Condenser to Recover Latent Heat from Exhaust Flue Gas. *Applied Thermal Engineering*, 2016, no. 100 (3), pp. 1007–1015. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2015.12.122
21. Sheng Shang, Xianting Li, Wei Chen, Baolong Wang, Wenxing Shi. A Total Heat Recovery System between the Flue Gas and Oxidizing Air of a Gas-Fired Boiler Using a Non-Contact Total Heat Exchanger. *Applied Energy*, 2017, vol. 207, pp. 613–623. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.169

22. Jouhara H., Bertrand D., Axcell B., Montorsi L., Venturelli M. Investigation on a Full-Scale Heat Pipe Heat Exchanger in the Ceramics Industry for Waste Heat Recovery. *Energy*, 2021, vol. 223, no. ar. 120037. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120037

23. Chistovich S.A. [About Application of Combined Cycle Plants with Back-Pressure Turbines in the City Building Areas]. *Heat supply news*, 2011, no. 1, pp. 21–25. (in Russ.)

24. Kler A.M., Potanina Yu.M., Maksimov A.S. [Accounting for the Variable Nature of Heat Loads when Optimizing Cogeneration Power Plants]. *Teploenergetika* [Thermal Engineering], 2012, no. 7, pp. 63–69. (in Russ.)

25. Kler A.M., Potanina Yu.M., Epishkin N.O. [Influence of Boiler Steels on the Performance of a Coal-Fired Power Unit]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Energetika* [Thermal Engineering], 2015, no. 5, pp. 106–111. (in Russ.)

26. Kler A.M., Maximov A.S. [Mathematical modeling and optimization of large thermal power installations]. *Termotekhnika*, 2010, vol. 26, no. 1, pp. 47–54.

Received 29 April 2021

---

#### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Степанова, Е.Л. Оценка показателей работы теплофикационной ПТУ при изменении внутреннего относительного КПД отсеков паровой противодавленной турбины / Е.Л. Степанова, С.С. Киреев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 14–25. DOI: 10.14529/power210202

#### FOR CITATION

Stepanova E.L., Kireev S.S. Evaluation of the Performance Indicators of a Cogeneration STU as Affected by Changing the Internal Relative Efficiency of the Backpressure Steam Turbine Compartments. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 14–25. (in Russ.) DOI: 10.14529/power210202

---