

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

УДК 621.428

## **Оптимальные начальные параметры двухконтурных теплофикационных парогазовых установок на базе отечественных ГТУ мощностью 60–70 МВт с использованием инструментов цифрового моделирования**

**М. П. Мирончук<sup>1)</sup>, Д. А. Трещёв<sup>1)</sup>, М. А. Трещёва<sup>1)</sup>, Я. А. Владимиров<sup>1)</sup>,  
С. О. Кравченко<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
(Санкт-Петербург, Российская Федерация)

**Реферат.** Работа посвящена реализации актуальных планов по импортозамещению и повышению эффективности энергетической отрасли Российской Федерации. Исследование направлено на обоснование начальных параметров пара в двухконтурных теплофикационных парогазовых установках (ТПГУ) с перспективной отечественной газотурбинной установкой ГТЭ-65. В качестве критерия использован показатель относительной экономии топлива при комбинированной выработке энергии по сравнению с раздельной. На базе САПР United Cycle разработана имитационная модель для анализа влияния давления свежего пара в контурах высокого и низкого давления на эффективность ТПГУ. Модель позволяет проанализировать диапазоны давлений свежего пара для контуров: высокого давления – от 10 до 18 МПа; низкого – от 1,0 до 2,0 МПа. Установлено, что повышение давления пара в ТПГУ на базе перспективной установки ГТЭ-65 с традиционно принятых для установок конденсационного профиля 7–8 до 15–17 МПа обеспечивает суммарную относительную экономию топлива на уровне 38,0–38,1 %. Увеличение параметров пара в контуре низкого давления с традиционно принятого значения 0,5–0,8 МПа до уровня 1,3–1,5 МПа также позволяет повысить экономию топлива. Предложены практические рекомендации по использованию докритических параметров давления пара, исходя из опыта эксплуатации и технических ограничений существующего оборудования.

**Ключевые слова:** теплоэлектростанция, когенерационная установка, парогазовая установка, теплофикационная установка, теплофикация, относительная экономия топлива

**Для цитирования:** Оптимальные начальные параметры двухконтурных теплофикационных парогазовых установок на базе отечественных ГТУ мощностью 60–70 МВт с использованием инструментов цифрового моделирования / М. П. Мирончук [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 356–369. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

---

### **Адрес для переписки**

Владимиров Ярослав Александрович  
Санкт-Петербургский политехнический  
университет Петра Великого  
ул. Политехническая, 29,  
195251, г. Санкт-Петербург,  
Российская Федерация  
Тел. +7950 024-69-54  
[vladim\\_yaa@spbstu.ru](mailto:vladim_yaa@spbstu.ru)

### **Address for correspondence**

Vladimirov Yaroslav A.  
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic  
University  
29, Polytechnicheskaya str.,  
195251, Saint Petersburg,  
Russian Federation  
Tel.: +7950 024-69-54  
[vladim\\_yaa@spbstu.ru](mailto:vladim_yaa@spbstu.ru)

---

## Optimal Initial Parameters of Double-Circuit Combined-Cycle Heating Plants Based on Domestic Gas Turbine Units with a Capacity of 60–70 MW Using Digital Modeling Tools

M. P. Mironchuk<sup>1)</sup>, D. A. Treshchev<sup>1)</sup>, M. A. Treshcheva<sup>1)</sup>, Y. A. Vladimirov<sup>1)</sup>,  
S. O. Kravchenko<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University  
(Saint Petersburg, Russian Federation)

**Abstract.** The work is devoted to the implementation of current plans for import substitution and improving the efficiency of the energy sector of the Russian Federation. The study aims to substantiate the initial steam parameters in double-circuit combined-cycle heating plants with a promising domestic gas turbine installation GTE-65. The indicator of relative fuel savings in combined energy generation in comparison with separate energy generation was used as a criterion. A simulation model for analyzing the effect of fresh steam in high- and low-pressure circuits on the efficiency of double-circuit combined-cycle heating plants has been developed on the basis of United Cycle CAD. The model allows analyzing the pressure ranges of fresh steam for circuits: for the high-pressure circuit – from 10 to 18 MPa; for the low-pressure one – from 1.0 to 2.0 MPa. It has been established that increasing the steam pressure in the double-circuit combined-cycle heating plants based on the promising GTE-65 installation from the traditionally accepted 7–8 MPa for condensation profile installations to 15–17 MPa provides a total relative fuel saving of 38.0–38.1 %. An increase in steam parameters in the low-pressure circuit from the traditional value of 0.5–0.8 to the level of 1.3–1.5 MPa also makes it possible to improve fuel savings. Practical recommendations on the use of subcritical steam pressure parameters are proposed, based on operational experience and taking into account technical limitations of existing equipment.

**Keywords:** thermal power plant, cogeneration plant, combined-cycle plant, heating plant, heating system, relative fuel savings

**For citation:** Mironchuk M. P., Treshchev D. A., Treshcheva M. A., Vladimirov Y. A., Kravchenko S. O. (2026) Optimal Initial Parameters of Double-Circuit Combined-Cycle Heating Plants Based on Domestic Gas Turbine Units with a Capacity of 60–70 MW Using Digital Modeling Tools. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 356–369 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

### Введение

Развитие любого государства в текущих реалиях требует обеспечить стабильный и конкурентно способный топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Для эффективного использования топлива и повышения качества производства тепловой и электрической энергии необходимо совершенствовать энергетические установки. Согласно отраслевым отчетам<sup>1</sup>, установленная мощность энергосистемы РФ на 65 % обеспечивается мощностями тепловых электростанций (ТЭС). Одним из стратегических направлений развития генерации, использующей природный газ в качестве топлива, является совершенствование существующих и строительство новых парогазовых установок (ПГУ) на ТЭС<sup>2</sup>.

Строительство новых установок или модификация старых ПГУ требует качественного обоснования используемых начальных параметров пара и структуры утилизационного контура, поскольку именно они оказыва-

<sup>1</sup> Отчет о функционировании энергосистемы России в 2024 г.

<sup>2</sup> Правительство Российской Федерации, распоряжение от 12 апреля 2025 г. № 908-р.

ют существенное влияние на эффективность использования топлива ПГУ утилизационного типа.

Вопросы оптимизации параметров и структуры бинарных комбинированных установок утилизационного типа широко освещались в отраслевых изданиях 1990–2000-х гг. Так, в проведенных ранее исследованиях [1] отмечается увеличение коэффициента полезного действия (КПД) на 1 % при добавлении промежуточного перегрева в парогазовой установке одного уровня давления. Усложнение структуры утилизационного контура путем увеличения количества контуров пара различного давления, генерируемого в котлах-утилизаторах, также увеличивает эффективность установки. Например, в [2] указано, что реализация двухконтурной схемы повысит КПД на 2,67 % по сравнению с одноконтурной схемой на базе идентичной ГТУ. Реализация трехконтурной установки позволяет повысить КПД на 1,68 % по сравнению с двухконтурной [3]. Авторы [4] пишут, что наиболее эффективной является трехконтурная схема с промежуточным перегревом пара, которая позволяет повысить КПД на 0,6 и 0,1 % при работе на до- и сверхкритических параметрах по сравнению с трехконтурной компоновкой.

Параметры технологической схемы также влияют на экономичность ПГУ. В статье [5] подчеркивается, что недогревы, задаваемые в поверхностях котла-утилизатора, влияют на тепловую эффективность установки и объем капитальных затрат. КПД установки находится в диапазоне от 57,98 до 57,51 % при различии капитальных затрат от 36,48 до 31,55 тыс. руб./кВт и неизменной структуре технологического процесса. Давление генерируемого пара в контурах также влияет на экономичность ПГУ и имеет свои оптимальные значения для различных компоновок. Для ПГУ с одноконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление свежего пара достигается в пределах от 1 до 4,5 МПа и зависит от температуры выхлопа ГТУ от 350 до 575 °С [6]. Для ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление увеличивается и находится в пределах 8 МПа в контуре высокого давления (ВД), в контуре низкого давления (НД) оптимальное давление достигается в пределах 0,5 МПа [7]. Для ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление находится в различных пределах в зависимости от температуры газов за ГТУ от 11–12 до 16–17 МПа для контура высокого давления [8]. Также продемонстрировано влияние различного количества контуров в котле-утилизаторе на эффективность ПГУ [9, рис. 4.25]. Автором показано повышение КПД на 0,02; 0,025 и 0,01 % при повышении температуры выхлопа ГТУ соответственно во всем рассматриваемом диапазоне давлений генерируемого пара.

Зарубежные исследования по оптимизации начальных параметров активно проводились в первой половине 1990-х гг. [10], и актуальным направлением на сегодняшний день является использование парогазовых установок в различных технологических производствах.

Так, в исследовании [11] показана возможность внедрения ПГУ в сталелитейное производство. В статье [12] анализируется использование парогазовой установки в технологическом цикле регазификации сжиженного природного газа. В целях интеграции ПГУ рассматриваются также техно-

логии использования биогаза [13], газификации угля [14], производства водорода [15] и др.

Особенностью отечественной энергетики является высокая доля комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Ввиду климатических особенностей нашей страны порядка 54,37 % мощности тепловых электростанций вырабатывается в теплофикационном цикле [16]. Это позволит использовать установки теплофикационного профиля для повышения полезного эффекта.

В составе эксплуатируемых парогазовых установок в России 85 % зарубежных ГТУ [17]. С учетом возникших ограничений на предоставление сервисных услуг иностранных компаний большая часть представленных установок в ближайшее время выработает свой ресурс. Для снижения рисков, связанных с энергетической безопасностью России<sup>3</sup>, необходимо привести в соответствие технологический уровень отечественных парогазовых технологий для замены оборудования на ремонтпригодное и агрегатов с малым остатком срока службы.

В работах [18–20] показана возможность использования относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой в качестве одного из критериев эффективности установок теплофикационного профиля. В настоящей работе данный показатель использован для выбора параметров и структуры когенерационной парогазовой установки утилизационного типа на базе перспективной отечественной ГТУ среднего класса мощности.

Результатами повышения эффективности установок на базе ГТУ является экономический эффект по увеличению коэффициента топливоиспользования [21], зависящий от выбранного показателя. Также это позволит уменьшить тепловые выбросы в окружающую среду, пропорционально снижая наносимый ущерб, зависящий от эксергии уходящих газов [22]. Предполагаемые результаты полностью соответствуют основным документам, регламентирующим развитие РФ, что подтверждает актуальность исследования.

Цель работы – разработка рекомендаций по выбору наиболее эффективных начальных параметров утилизационного контура двухконтурной теплофикационной парогазовой установки (ТПГУ) на примере перспективной отечественной газотурбинной установки ГТЭ-65.

### **Материалы и методы**

Объектом исследования выступает теплофикационная парогазовая установка на базе отечественной газотурбинной установки ГТЭ-65.

В табл. 1 приведена характеристика ГТУ для условий ISO ( $t_{\text{нв}} = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $p_{\text{нв}} = 0,1013\text{ МПа}$ ;  $\varphi_{\text{нв}} = 60\text{ \%}$ ) при работе на газообразном топливе – 100%-м метане. Параметры представлены при отсутствии потери давления на вход в компрессор и выхлопе турбины [23].

---

<sup>3</sup> Указ Президента Российской Федерации от 13.05.2019 № 216.

Таблица 1

**Технические характеристики ГТЭ-65**  
**Technical specifications of GTE-65**

| Параметр                                        | Значение для условий ISO |
|-------------------------------------------------|--------------------------|
|                                                 | ГТЭ-65                   |
| Мощность на клеммах турбогенератора $N_3$ , МВт | 67,7                     |
| КПД на клеммах турбогенератора $\eta_3$ , %     | 36,2                     |
| Расход газов на выходе турбины $G_{yx}$ , кг/с  | 195                      |
| Температура газов на выходе турбины $t_4$ , °С  | 555                      |
| Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах    | 2,96                     |

В качестве метода исследования выбран метод имитационного моделирования режимов работы энергоблока с использованием САПР United Cycle. Данное программное обеспечение позволяет проводить математическое моделирование стационарных режимов работы оборудования ТЭЦ с учетом его параметров, структуры и схем включения. Расчетная тепловая схема ТПУ-блока на базе газовой турбины ГТЭ-65, реализованная в United Cycle, представлена на рис. 1.

Имитационная модель анализируется для моноблока. Результат моделирования для рассматриваемой программы не зависит от количества ГТУ и котлов-утилизаторов, как следствие результат может быть использован и для дубль-блока.

При моделировании принято, что теплофикационная установка ПГУ рассчитана на подогрев сетевой воды от 70 до 110 °С, что без учета фактических срезов соответствует графику тепловой сети 150/70 °С с коэффициентом теплофикации  $\alpha = 0,5$ . Имитационное моделирование проводится для условий максимально возможного отпуска теплоты от паровой турбины при полностью закрытой диафрагме.

Проектный режим работы ГТУ соответствует среднегодовой температуре выбранного региона. Для г. Санкт-Петербурга эта температура составляет +5,6 °С согласно СП 131.13330.2020<sup>4</sup>. Температура сетевой воды принимается при расчетной температуре наружного воздуха для Санкт-Петербурга равной 24 °С.

Параметры, принятые постоянными при проведении расчетов, следующие:

- 1) давление в конденсаторе 6 кПа;
- 2) температура циркуляционной воды на входе в конденсатор 20 °С;
- 3) минимальная температура на входе в ГПК 65 °С.

С учетом всех вышеизложенных ограничений и допущений разрабатывался ряд моделей в программе United Cycle для определения основных параметров установки.

Параметры пара напрямую влияют на эффективность цикла, как следствие, изменение давлений свежего пара верхнего и нижнего контуров влияет на относительную экономию топлива.

<sup>4</sup> СП 131.13330.2020. Свод правил. Строительная климатология. СНиП 23-01-99\*.

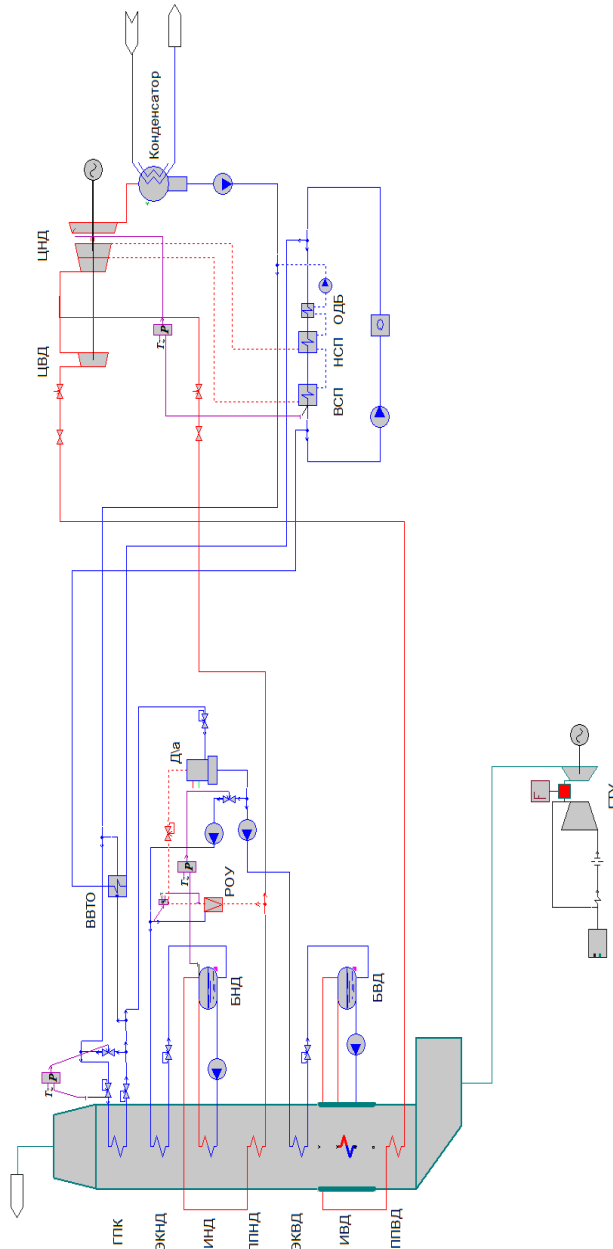


Рис. 1. Рис. 1. Тепловая схема двухконтурной теплофикационной парогазовой установки: ППВД – пароперегреватель высокого давления; ИВД – испаритель высокого давления; БВД – барабан высокого давления; ЭКВД – экономайзер высокого давления; ППНД – пароперегреватель низкого давления; ИНД – испаритель низкого давления; БНД – барабан низкого давления; ЭКНД – экономайзер низкого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ВВТО – водо-водяной теплообменник; Да – деаэрактор; РОУ – редуцирующе-охлаждающая установка; ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; ВСП – верхний сетевой подогреватель; НСП – нижний сетевой подогреватель; ОДБ – охлаждающий дренажа бойлер; ГТУ – газовая турбина

Fig. 1. Thermal diagram of a double-circuit combined-cycle gas turbine unit: ППВД – high-pressure superheater; ИВД – high-pressure evaporator; БВД – high-pressure drum; ЭКВД – high-pressure economizer; ППНД – low-pressure superheater; ИНД – low-pressure evaporator; БНД – low-pressure drum; ЭКНД – low-pressure economizer; ГПК – gas condensate heater; ВВТО – water-to-water heat exchanger; Да – deaerator; РОУ – pressure-reducing and cooling unit; ЦВД – high-pressure cylinder; ЦНД – low-pressure cylinder; ВСП – upper district heater; НСП – lower district heater; ОДБ – boiler drain cooler; ГТУ – gas turbine

Для исследования влияния давления пара в контуре высокого давления разработаны модели для давлений от 10 до 18 МПа с шагом 2 МПа для давлений пара высокого контура и от 1 до 1,4 МПа с шагом 0,2 МПа для давлений пара низкого контура. Набор моделей охватывает широкий

диапазон давлений в контуре высокого давления при различных давлениях в контуре низкого давления.

Для исследования влияния давления в контуре низкого давления смоделированы установки с низким давлением 1,8 и 2 МПа с давлением пара в высоком контуре, равным 14 МПа. Данные модели разработаны для описания широкого диапазона давлений в контуре низкого давления при постоянных давлениях в контуре высокого давления.

Блок дожигающих устройств (БДУ) в котле-утилизаторе (КУ) не учитывался. В исследовании [24] приводится обоснование экономичности установки БДУ в зависимости от КПД ГТУ. При КПД выше 34 % дожигание невыгодно, соответственно для ГТЭ-65 такое решение рассматриваться не будет.

В качестве параметра эффективности работы теплофикационной парогазовой установки в настоящем исследовании используется показатель относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой. Относительная экономия топлива позволяет оценить эффект от комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

$$\overline{\Delta Q}_{\text{топ}} = \frac{Q_{\text{ТПГУ}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{КЭС}}}{Q_{\text{вк}} + Q_{\text{КЭС}}},$$

где  $Q_{\text{ТПГУ}}$  – теплота топлива, подведенная в камеру сгорания газовой турбины в энергетической установке, МВт;  $Q_{\text{вк}}$ ,  $Q_{\text{КЭС}}$  – то же, подведенная соответственно в водогрейной котельной и замещающей КЭС для отдельной выработки такого же количества продукции, как от ТПГУ, МВт.

В качестве замещающей КЭС в исследовании принята установка с КПД по производству электроэнергии 40 %, для альтернативной водогрейной котельной принята установка с КПД по производству тепловой энергии 90 %.

Данный показатель традиционно широко применялся как в условиях плановой экономики для оценки эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии, так и в современных рыночных [20]. В работах [18, 19] показана связь относительной экономии топлива с абсолютными издержками производства продукции, а следовательно, и с экономической эффективностью для парогазовых ТЭЦ. Изменение параметров (давление, температура пара) и структуры утилизационного контура (наличие или отсутствие промежуточного перегрева, применение контура низкого давления и т. п.) влияет на совокупную эффективность производства продукции в парогазовой установке, а следовательно, и на относительную экономию топлива.

## Результаты

Для теплофикационной ПГУ на базе перспективной установки ГТЭ-65 максимум относительной экономии топлива достигается при более высоких начальных параметрах пара, чем для аналогичной конденсацион-

ной установки. Так, при повышении параметров пара высокого давления с 7–8 МПа, оптимальных для конденсационных двухконтурных ПГУ, до 14 МПа относительная экономия топлива увеличивается на 0,7 % (рис. 2).

Увеличение начального давления пара в контуре низкого давления также смещает оптимальное давление в контуре высокого давления в большую сторону (линии 1–3 на рис. 2). Для ТПГУ на базе ГТЭ-65 при давлении в контуре низкого давления, равном 1,0 МПа, максимум относительной экономии топлива наблюдается при давлении в контуре высокого давления 15 МПа, а при 1,4 МПа достигает 17 МПа. Результаты моделирования представлены в табл. 2.

Оптимальное начальное давление пара в контуре низкого давления, при котором достигается максимум экономии топлива, также выше, чем для конденсационной установки. При фиксированных параметрах пара в контуре высокого давления для ПГУ на базе ГТЭ-65 оптимальное начальное давление пара в контуре низкого давления возрастает от 0,5 МПа для установки конденсационного профиля до 1,5–1,7 МПа (на 0,05 %) для установки теплофикационного профиля (рис. 3).

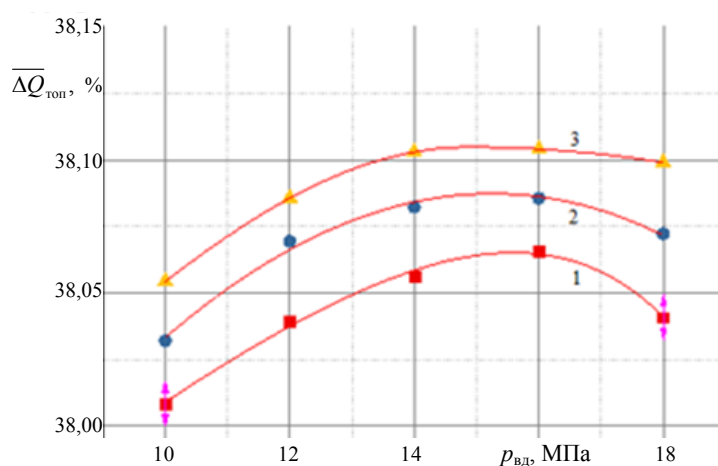


Рис. 2. Зависимость величины относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой для теплофикационной парогазовой установки от начального давления пара контура высокого давления при фиксированном давлении пара в контуре низкого давления:

- $p_{вд}$  – давление пара контура высокого давления, МПа;  $\Delta Q_{top}$  – показатель относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой;  
1 – теплофикационная парогазовая установка на базе ГТЭ-65,  $p_{нд} = 1,0$  МПа;  
2 – то же,  $p_{нд} = 1,2$  МПа; 3 – то же,  $p_{нд} = 1,4$  МПа

Fig. 2. Dependence of relative fuel savings compared to separate generation for a combined-cycle heating plant on the initial steam pressure of the high-pressure circuit at a fixed steam pressure in the low-pressure circuit:  $p_{вд}$  – steam pressure of the high-pressure circuit, МПа;

- $\Delta Q_{top}$  – indicator of relative fuel savings compared to separate generation,  
1 – cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65,  $p_{нд} = 1,0$  МПа;  
2 – the same,  $p_{нд} = 1,2$  МПа; 3 – the same,  $p_{нд} = 1,4$  МПа



Таблица 2

**Результаты моделирования ТПГУ на базе ГТЭ-65**  
**Modeling results of the cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65**

| Параметр                                                        | Давление пара в контуре высокого давления, МПа |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                 | 10                                             | 12     | 14     | 16     | 18     |
| При давлении пара в контуре низкого давления $p_{нд} = 1,0$ МПа |                                                |        |        |        |        |
| Расход пара ВД, кг/с                                            | 24,34                                          | 23,89  | 23,72  | 23,57  | 23,27  |
| Температура пара ВД, °С                                         | 529,45                                         |        |        |        |        |
| Расход пара НД, кг/с                                            | 4,98                                           | 5,57   | 5,73   | 6,64   | 7,07   |
| Температура пара НД, °С                                         | 253,57                                         | 256,81 | 260,17 | 264,22 | 265,98 |
| Электрическая мощность ГТУ, МВт                                 | 68,56                                          |        |        |        |        |
| Электрическая мощность ПТУ, МВт                                 | 22,11                                          | 22,26  | 22,45  | 22,45  | 22,17  |
| Электрическая мощность ПГУ, МВт                                 | 90,67                                          | 90,82  | 91,01  | 91,01  | 90,73  |
| Отпуск теплоты, МВт                                             | 72,8                                           | 72,6   | 72,25  | 72,29  | 72,81  |
| Коэффициент использования теплоты топлива                       | 0,8574                                         | 0,8571 | 0,8563 | 0,8565 | 0,8577 |
| Выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт/МВт       | 1,2455                                         | 1,2510 | 1,2597 | 1,2590 | 1,2461 |
| Относительная экономия топлива, %                               | 38,01                                          | 38,04  | 38,06  | 38,07  | 38,04  |
| Годовая экономия топлива, т у. т. в год                         | 4973                                           | 4982   | 5001   | 5011   | 4960   |

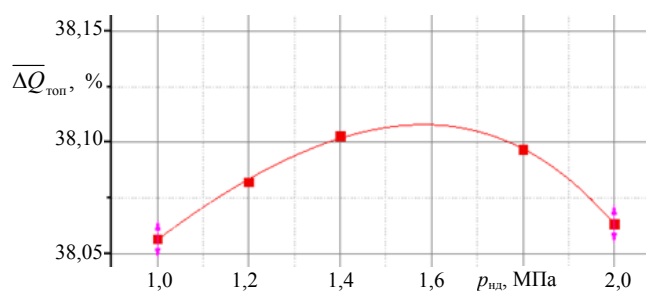


Рис. 3. Зависимость величины относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой для теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 от начального давления пара контура низкого давления при фиксированном давлении в контуре высокого давления  $p_{вд} = 14$  МПа;  $p_{нд}$  – давление пара контура низкого давления;  $\overline{\Delta Q}_{тон}$  – показатель относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой

Fig. 3. Dependence of relative fuel savings compared to separate generation for a cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65 on the initial steam pressure of the low-pressure circuit at a fixed pressure in the high-pressure circuit  $p_{вд} = 14$  МПа;  $p_{нд}$  – steam pressure of the low-pressure circuit;  $\overline{\Delta Q}_{тон}$  – indicator of relative fuel savings compared to separate generation

## Обсуждение

Обоснование основных параметров технологической схемы ПГУ при строительстве новых и реконструкции существующих электростанций является ключевым фактором как для определения первоначальных инвестиций, так и для оценки будущих эксплуатационных затрат, где наибольшую долю составляют расходы на топливо, а также для максимизации полезного эффекта установки. Так, оптимальная геометрия КУ при различных площадях поверхности каждого контура генерации пара позволяет повысить расход генерируемого пара на 10–15 % [25].

Важным аспектом при проектировании новых ТЭЦ на базе парогазовых технологий является выбор оптимального начального давления пара, генерируемого в котле-утилизаторе парогазовой установки, который будет соответствовать наилучшему показателю энергоэффективности при целесообразном значении первоначальных капиталовложений. Похожее исследование [26] оценивает капитальные вложения и денежный поток от операционной деятельности конденсационной ПГУ с различным количеством контуров генерации пара. Установлено, что давление генерируемого пара и недогрева в испарительных поверхностях показывает изменение КПД от 50,56 до 50,58 % и от 50,5 до 50,68 % соответственно.

Однако если для ПГУ конденсационного профиля определение оптимального давления пара представляет собой решенную задачу, то для установок теплофикационного профиля использование в качестве целевой функции для определения параметров пара КПД цикла по выработке электроэнергии недопустимо. Электрический КПД не учитывает особенности комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Использование в качестве критерия показателя относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой позволяет оценить влияние параметров технологической схемы ТПГУ на топливную эффективность комбинированного производства.

Для теплофикационной парогазовой установки максимальное значение показателя относительной экономии топлива достигается при большем давлении пара, чем для конденсационных ПГУ, и составляет 14–17 МПа. Для рассматриваемой установки отличие относительной экономии топлива при увеличении начального давления пара утилизационного контура с оптимальных для конденсационных ПГУ 8 до 16 МПа составит 0,7 %. Реализация утилизационного контура на термодинамическом оптимальном давлении возможна в том числе с использованием серийно отработанных узлов паротурбинных агрегатов экспортной серии К-200-181. Схема ТПГУ с использованием паровой турбины на базе семейства К-200-181 потребует применения трех котлов-утилизаторов и внесения конструктивных изменений в части исключения регенеративных отборов, добавления промежуточного сепаратора либо применения промежуточного перегрева.

С учетом рекомендаций отраслевых документов [27] и заводов-изготовителей по уровню допустимой конечной влажности при отсутствии в схеме промежуточного перегрева давление пара в контуре высокого давления рекомендуется принимать равным 12,8 МПа. Из-за пологого характера графика зависимости относительной экономии топлива от параметров пара высокого давления снижение экономии топлива для ТПГУ на базе ГТЭ-65 будет несущественным – в пределах 0,05–0,10 %. В отечественной практи-

ке хорошо отработаны конструкции паровых турбин с давлением свежего пара 12,8 МПа. При применении таких параметров конечная влажность не превышает 12 %, а типоразмерный ряд позволяет разработать турбоагрегат на базе типовых узлов.

При работе в конденсационном режиме экономия топлива может быть увеличена за счет работы на скользящих параметрах пара и снижения давления до 7–8 МПа.

Оптимальные параметры пара в контуре низкого давления для ТПГУ на базе ГТЭ-65 находятся в диапазоне от 1,4 до 1,7 МПа. Как и для контура высокого давления, абсолютные значения относительной экономии топлива в зависимости от параметров в контуре низкого давления также показывают пологую зависимость. Весь диапазон изменения относительной экономии топлива при их варьировании не превышает 0,1 %, что позволяет выбирать параметры пара низкого давления, исходя из технических ограничений, связанных с работой вспомогательного оборудования, и минимизации работы редуцирующих устройств для питания общестанционных коллекторов собственных нужд и деаэрационных устройств.

### ВЫВОДЫ

1. Максимальная экономия топлива для двухконтурной теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 наблюдается при давлении пара в контуре высокого давления 15–17 МПа. При этом рекомендуется использовать давление 12,8 МПа. Применение для новых ТПГУ на базе ГТЭ-65 традиционных для российской энергетики параметров пара 12,8 МПа позволит использовать унифицированные и серийно освоенные узлы паровых турбин, также трубопроводов и арматуры. Уменьшение относительной экономии топлива при снижении давления пара в контуре высокого давления с 16 до 12 МПа составит не более 0,1 %. Это позволит применить серийно используемые параметры пара в проектируемой установке. Для повышения экономии топлива в конденсационном режиме возможна работа на скользящих параметрах пара со снижением начального давления до 7–8 МПа.

2. Термодинамически оптимальные параметры пара в контуре низкого давления для теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 составляют 1,5–1,7 МПа. Использование термодинамически оптимальных параметров пара в контуре низкого давления относительно принятого давления в конденсационных установках 0,6–0,8 МПа позволяет повысить относительную экономию топлива в исследуемой установке на 0,05 %.

Исследование проведено при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках стратегического академического лидерства «Приоритет 2030» (соглашение № 075-15-2026-097 от 3 апреля 2026 г.).

### ЛИТЕРАТУРА

1. Гринчук, А. С. Повышение эффективности утилизационных ПГУ за счет применения промежуточного перегрева пара / А. С. Гринчук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2008. № 5. С. 78–86.
2. Сравнение характеристик ПГУ с одним и двумя контурами в котле-утилизаторе для условий республики Кот-д'Ивуар / Т. С. А. Кеке, Г. Эсмель, А. Б. Прохоряттов [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. 2012. № 4 (78). С. 57–61.
3. Березинец, П. А. Бинарные ПГУ на базе газотурбинной установки средней мощности / П. А. Березинец, М. К. Васильев, Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. 1999. № 1. С. 15–21.

4. Яковлев, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2007. № 6. С. 69–77.
5. Kotowicz, J. The Influence of Economic Parameters on the Optimal Values of the Design Variables of a Combined Cycle Plant / J. Kotowicz, Ł. Bartela // Energy. 2010. Vol. 35. No 2. P. 911–919. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.014>
6. Nadir, M. Thermodynamic Optimization of Several (Heat Recovery Steam Generator) HRSG configurations for a range of exhaust gas temperatures / M. Nadir, A. Ghenaiet // Energy. 2015. Vol. 86. P. 685–695. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.023>
7. Оптимизация давлений в утилизационной ПГУ двух давлений с учетом технических ограничений / А. В. Мошкарин, Ю. В. Мельников, Т. А. Жамлиханов, Е. В. Шомов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2008. № 2. С. 23–25.
8. Методика оптимизации структуры и параметров мощных парогазовых ТЭС / В. Д. Буров, Г. В. Сойко, А. А. Дудолин [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. № 5 (85). С. 37–42.
9. Horlock, J. H. Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants / J. H. Horlock. Pergamon Press, 1992. 320 с.
10. Dubois, M. Competitive Combined Cycle Expansion of Martin County / M. Dubois, B. Melvin // Modern Power Systems. 1992. November. P. 49–53. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/6810520>
11. Power-Carbon Coordinated Control of BFG-Fired CCGT Power Plant Integrated with Solvent-Based Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture / X. Wu, H. Xi, Y. Ren, K. Y. Lee // Energy. 2021. Vol. 226. Art. 120435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120435>
12. Stradioto, D. A. Reprint of: Performance Analysis of a CCGT Power Plant Integrated to a LNG regasification process / D. A. Stradioto, M. F. Seelig, P. S. Schneider // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. Vol. 27. P. 18–22. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.009>
13. Comparative Study of a Combined Heat and Power Plant Retrofitted by CO<sub>2</sub> Capture During the Combustion of Syngas From Sewage Sludge Gasification Versus Zero-Emission Combustion of Hydrogen Produced Using Renewables / K. Bąk, P. Ziolkowski, J. Frost, M. Drosińska-Komor // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48, No 99. P. 39625–39640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.322>
14. Sterkhov, K. V. Zero Carbon Emission CCGT Power Plant with Integrated Solid Fuel Gasification / K. V. Sterkhov, D. A. Khokhlov, M. N. Zaichenko // Energy. 2024. Vol. 294. Art. 130958. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130958>
15. Boretti, A. Green Hydrogen Electrolyzer and Hydrogen-Methane CCGT Power Plant in NEOM City / A. Boretti // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 67. P. 1056–1064. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.337> ; Gas Turbine Operating as Part of a Thermal Power Plant with Hydrogen Storages / G. E. Marin, B. M. Osipov, A. V. Titov, A. R. Akhmetshin // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48, No 86. P. 33393–33400. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.109>.
16. Энергоэкономическая оценка стратегий повышения энергетической эффективности теплоэнергетики России / Ф. В. Веселов, И. В. Ерохина, А. С. Макарова [и др.] // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 20–32. <https://doi.org/10.1134/S0040363621120110>
17. Каталог газотурбинного оборудования 2022 / гл. ред. В. И. Галигузов. М.: ИД «Газотурбинные технологии», 2022. 100 с.
18. Развитие и совершенствование котлов-утилизаторов для ПГУ / П. А. Березинец // Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок: Междунар. науч.-техн. конф., 26–27 апр. 2018 г.: сб. докл. / под общ. ред. А. Н. Тугова, Ю. А. Радина. М.: ОАО «ВТИ», 2018. С. 10–16.
19. Калютик, А. А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ / А. А. Калютик, Д. А. Трещев, М. А. Трещева // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26, № 4. С. 51–63. <https://doi.org/10.18721/JEST.26404>
20. Анкудинова, М. С. Сравнительная системная тепловая и топливная эффективность отопительных ПГУ / М. С. Анкудинова, Е. А. Ларин, Л. А. Сандалова // Труды Академэнерго. 2015. № 1. С. 47–56.
21. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Ч. 2 / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Т. В. Рыжова [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 2. С. 141–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>

22. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 6. С. 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>
  23. Газовые турбины средней и большой мощности // ПАО «Силловые машины». Режим доступа: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines/>
  24. Читашвили, Г. П. Термодинамический анализ энергоэффективности паротурбинных ТЭЦ / Г. П. Читашвили // Теплоэнергетика. 2000. № 12. С. 40–45.
  25. Mehrgoo, M. A Constructal Theory Framework for Optimizing Hrsg Design: Enhancing Thermal Performance and Cost-Effectiveness / M. Mehrgoo, M. Amidpour // Results in Engineering. 2025. Vol. 27. Art. 105849. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105849>
  26. Thermoeconomic Optimisation of Heat Recovery Steam Generators of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants Considering Off-Design Operation / A. Rovira, C. Sánchez, M. Muñoz [et al.] // Energy Conversion and Management. 2011. Vol. 52, No 4. P. 1840–1849. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.11.016>
  27. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования: ГОСТ 24278–89. Взамен ГОСТ 24278-85Е; введ. 22.09.89. М.: Изд-во стандартов, 1989. 23 с.
- Поступила 11.02.2026    Подписана в печать 14.04.2026    Опубликовано онлайн 31.07.2026

#### REFERENCES

1. Grinchuk A. S. (2008) Improving the Efficiency of Utilization Combined Cycle Gas Plant Through the Use of Intermediate Steam Overheating. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 78–86 (in Russian).
2. Keke T. S. A., Esmel' G., Prokhoryatov A. B., Prokhoryatov A. B., Tsanev S. V., Burov V. D. (2012) Comparison of the Characteristics of CCGTs with One and Two Circuits in a Recovery Boiler for the Conditions of the Republic of Côte d'Ivoire. *Energoberezhenie i vodopodgotovka* [Energy saving and water treatment], (4), 57–61 (in Russian).
3. Berezinets P. A., Vasil'ev M. K., Ol'khovskii G. G. (1999) Binary CCGTs Based on a Medium-Power Gas Turbine Unit. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (1), 15–21 (in Russian).
4. Yakovlev B. V., Grinchouk A. S. (2007) Optimization of Initial Parameters and Fuel Afterburning Ratio in Heat-Recovery Boiler of Single- and Two-Loop Combined-Cycle Plant. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (6), 69–77 (in Russian).
5. Kotowicz J., Bartela Ł. (2010) The Influence of Economic Parameters on the Optimal Values of the Design Variables of a Combined Cycle Plant. *Energy*, 35 (2), 911–919. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.014>
6. Nadir M., Ghenaïet A. (2015) Thermodynamic Optimization of Several (Heat Recovery Steam Generator) HRSG Configurations for a Range of Exhaust Gas Temperatures. *Energy*, 86, 685–695. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.023>
7. Moshkarin A. V., Melnikov Yu. V., Gamlikhanov T. A., Shomov E. V. (2008) Pressure Optimization in Heat-Recovery Double-Pressure Combined Cycle Plant and Engineering Restrictions. *Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*, (2), 23–25 (in Russian).
8. Burov V. D., Soyko G. V., Dudolin A. A., Makarevich E. V., Zakharenkov E. A., Kovalev D. A. (2013) Methodology for Optimizing the Structure and Parameters of Powerful Combined-Cycle Thermal Power Plants. *Energoberezhenie i vodopodgotovka* [Energy Saving and Water Treatment], (5), 37–42 (in Russian).
9. Horlock J. H. *Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants*. Pergamon Press, 1992. 288.
10. Dubois M., Melvin B. (1992) Competitive Combined Cycle Expansion of Martin County. *Modern Power Systems*, (Novembrr), 49–53. Available at: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/6810520>
11. Wu X., Xi H., Ren Y., Lee K. Y. (2021) Power-Carbon Coordinated Control of BFG-Fired CCGT Power Plant Integrated with Solvent-Based Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture. *Energy*, 226, 120435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120435>
12. Stradioto D. A., Seelig M. F., Schneider P. S. (2015) Reprint of: Performance Analysis of a CCGT Power Plant Integrated to a LNG Regasification Process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 18–22. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.009>

13. Bak K., Ziółkowski P., Frost J., Drosińska-Komor M. (2023) Comparative Study of a Combined Heat and Power Plant Retrofitted by CO<sub>2</sub> Capture During the Combustion of Syngas from Sewage Sludge Gasification Versus Zero-Emission Combustion of Hydrogen Produced Using Renewables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (99), 39625–39640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.322>
14. Sterkhov K. V., Khokhlov D. A., Zaichenko M. N. (2024) Zero Carbon Emission CCGT Power Plant with Integrated Solid Fuel Gasification. *Energy*, 294, 130958. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130958>
15. Boretta A. (2024) Green Hydrogen Electrolyzer and Hydrogen-Methane CCGT Power Plant in NEOM City. *International Journal of Hydrogen Energy*, 67, 1056–1064. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.337>; Marin G. E., Osipov B. M., Titov A. V., Akhmetshin A. R. (2023) Gas Turbine Operating as Part of a Thermal Power Plant with Hydrogen Storages. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (86), 33393–33400. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.109>
16. Veselov F. V., Erokhina I. V., Makarova A. S., Solyanik A. I., Urvantseva L. V. (2021) Energy-Economic Assessment of the Strategies for Energy Efficiency Improvements at Thermal Power Plants in Russia. *Thermal Engineering*, 68 (12), 895–905. <https://doi.org/10.1134/s0040601521120119>
17. Galiguzov V. I. (Ed.) (2022) *Catalog of Gas Turbine Equipment, 2022*. Moscow, Gazoturbinye tekhnologii Publ. 100 (in Russian).
18. Berezinets P. A. Development and Improvement of Recovery Boilers for CCGT. *Problemy ekspluatatsii kotlov-utilizatorov parogazovykh ustanovok: Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf., 26–27 apr. 2018 g.: sb. dokl* [Collection of Presentations at the International Scientific and Technical Conference “Problems of Operation of Waste Boilers of Combined-Cycle Gas Installations”. Moscow, JSC “VTI”, April 26–27, 2018]. Moscow, All-Union Thermal Engineering Institute JSC, 10–16 (in Russian).
19. Kalyutik A. A., Treshchev D. A., Treshcheva M. A. (2020) Use of Relative Fuel Economy Indicator for Optimization of CHP CCGT Parameters. *Materialovedenie. Energetika* [Materials Science. Power Engineering], 26 (4), 51–63 (in Russian). <https://doi.org/10.18721/JEST.26404>
20. Ankudinova M. S., Larin E. A., Sandalova L. A. (2015) Comparative Thermal and Fuel Systemic Effectiveness of Combined Cycle Cogeneration Power Plants. *Trudy Akademenergo = Transactions of Academenergo*, (1), 47–56 (in Russian).
21. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. V., Bubyk T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (2), 141–157 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>
22. Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2022) Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 511–523 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>
23. Gas Turbines of Medium and High Power. Power Machines. Available at: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines> (in Russian).
24. Chitashvili G. P. (2000) Thermodynamic Analysis of Energy Efficiency of Steam Turbine Thermal Power Plants. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (12), 40–45 (in Russian).
25. Mehrgoo M., Amidpour M. (2025) A Constructal Theory Framework for Optimizing HRSG Design: Enhancing Thermal Performance and Cost-Effectiveness. *Results in Engineering*, 27, 105849. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105849>
26. Rovira A., Sánchez C., Muñoz M., Valdés M., Durán M. D. (2011) Thermoeconomic Optimisation of Heat Recovery Steam Generators of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants Considering Off-Design Operation. *Energy Conversion and Management*, 52 (4), 1840–1849. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.11.016>
27. State Standard 4278-89. *Stationary Turbine Steam Installations for Driving Electric Generators of Thermal Power Plants. General Technical Requirements*. Moscow, Publishing House of Standards, 1989 (in Russian).