



ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХКОНТУРНОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ПГУ ПРИ ЕЁ РАБОТЕ ПО ТЕПЛОВОМУ ГРАФИКУ

Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва, Д.А. Колбанцева, А.А. Калютник

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9157-0559>, milana.treshcheva@gmail.com;
<https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>, treshchew@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0278-5086>, dkolbantseva@ya.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, kalyutik@yandex.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Определение оптимальной величины присоединенной тепловой нагрузки к двухконтурной парогазовой установке теплофикационного профиля (ТПГУ). МЕТОДЫ. В качестве метода исследования используется метод имитационного моделирования режимов работы с использованием программного продукта «United Cycle». В климатических условиях города Санкт-Петербург было проведено исследование нескольких режимов теплоотпуска в отопительном периоде от рассматриваемой схемы ТПГУ с определением интегральных годовых показателей, а также относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой и прироста удельного интегрального экономического эффекта для различных значений коэффициента теплофикации. РЕЗУЛЬТАТЫ. Показано, что для объекта исследования оптимальный коэффициент теплофикации составляет 0,49. При этом, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное из условия максимизации удельного интегрального экономического эффекта для объекта исследования, также составляет 0,49. Соотношение удельных капиталовложений в водогрейные котлы и теплообменное оборудование ТПГУ не оказывает существенного влияния на полученный результат. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Обоснована возможность использования в качестве критерия оптимизации показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой, широко применяемого в условиях плановой экономики для целей оптимизации теплофикационных паросиловых установок. В современных экономических условиях можно получить непосредственную связь между приращением чистого дисконтированного дохода от комбинированного производства и относительной экономией топлива. Данный метод может быть использован для анализа и оптимизации состава оборудования ТПГУ вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, рыночных условий, а также характеристик используемого оборудования.

Ключевые слова: Теплофикационная ПГУ; коэффициент теплофикации; относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой; ЧДД; тепловой график; график Россандера, ГТЭ-160; GT13E2.

Для цитирования: Трещёв Д.А., Трещёва М.А., Колбанцева Д.А., Калютник А.А. Исследование двухконтурной теплофикационной пгу при её работе по тепловому графику // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 27-42. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-27-42.

RESEARCH OF THE TWO-CIRCUIT COMBINED-CYCLE COGENERATION PLANT'S BEHAVIOR ACCORDING TO THE TEMPERATURE CHART

DA. Treshchev, MA. Treshcheva, DL. Kolbantseva, AA. Kalyutik

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9157-0559>, milana.treshcheva@gmail.com;
<https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>, treshchew@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-0278-5086>, dkolbantseva@ya.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>, kalyutik@yandex.ru

Abstract: THE PURPOSE. To consider the actual problem of determining the optimum value of

the connected heat load to the cogeneration combined cycle gas turbine (CCGT) of the heat generation profile. **METHODS.** Simulation modeling of operation modes using the "United Cycle" software is applied as a research method of the considered power unit operation. We studied several regimes of heat supply from the considered CCGTs during the heating period with the determination of integral annual indicators, as well as the relative fuel savings compared to the separate generation and the increase in the specific integral economic effect for different values of the cogeneration coefficient. **RESULTS.** We found that the optimal cogeneration coefficient for the object of study is 0.49. However, the value of the optimal cogeneration coefficient, determined by the condition of maximizing the specific integral economic effect for the object of research, is also 0.49. **CONCLUSION.** Determining the optimal unit commitment, which influences not only the initial investment, but also the expected operating (fuel) costs, is a pressing issue in power plant design. We present a basis for the possibility of using the indicator of relative fuel economy compared to separate generation as an optimization criterion. This parameter is widely used for optimization of combined heat and power units under conditions of planned economy. Under current economic conditions, it is possible to obtain a direct link between the incremental net discounted income from combined production and the relative fuel savings. This method can be used to analyze and optimize the mix of CCGT equipment regardless of geographical area, type of power system, energy resources cost, market conditions, as well as the characteristics of the used equipment.

Keywords: CCGT; cogeneration coefficient; relative fuel savings compared to separate generation; NPV; temperature chart; Rossander chart; GTE-160, GT13E2.

For citation: Treshchev DA, Treshcheva MA, Kolbantseva DL, Kalyutik AA. Research of the two-circuit combined-cycle cogeneration plant's behavior according to the temperature chart. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(4):27-42. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-27-42.

Введение

С учетом того, что когенерация представляет собой наиболее эффективный способ использования теплоты топлива, расширение ее использования в нашей стране может являться одним из важнейших элементов формирования последовательной энергетической политики РФ¹ [1-7].

В соответствии с отраслевой отчетностью (табл.1), в настоящее время порядка 46–48% суммарного теплоотпуска в системах централизованного теплоснабжения осуществляется от тепловых электрических станций (ТЭС), что сопоставимо с теплоотпуском от крупных отопительных котельных (52-53%)².

Таблица 1

Структура теплоотпуска по видам энергоустановок

Источник теплоснабжения	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производство тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, млн. Гкал	1240,2	1194,8	1269,1	1262,6	1286,1
Электростанции, млн. Гкал, в том числе:	598	567	591,8	591,6	599,5
ТЭС, млн. Гкал	594,6	563,7	588,4	588,2	596,2
АЭС, млн. Гкал	3,4	3,3	3,4	3,4	3,3
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более, млн. Гкал	639,1	625,2	674,5	668,5	684,1
Другие источники тепла, млн. Гкал	3,1	2,6	2,8	2,5	2,5

Структура установленной мощности электростанций России на 67% состоит из ТЭС. При этом 78% из них работает на базе паросиловых установок (ПСУ). Однако, за последние 20 лет существенным образом увеличилась доля парогазовых установок (ПГУ),

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. – С. 8. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.07.2020)

² Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах (информационно-аналитический доклад) [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. – 110 с. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/17737> (дата обращения: 14.08.2020).

достигшая к текущему моменту 16%³.

В соответствии с энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года⁴ в 2018 г. фактический удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более составил 309,8 г.у.т./кВт·ч, (что на 26,2 г.у.т./кВт·ч ниже уровня 2008 г.). Дальнейшее снижение УРУТ, заложенное в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года», может быть достигнуто преимущественно за счет дальнейшего масштабного использования теплофикационных ПГУ (ТПГУ) при модернизации старых и строительстве новых ТЭС [8-10].

Существенными вопросами при проектировании и эксплуатации высокоэффективных ПГУ для целей когенерации является выявление оптимальной величины, присоединенной к ПГУ, тепловой нагрузки (иначе доли системной тепловой нагрузки покрываемой установкой) и обоснование значения коэффициента теплофикации. Данные задачи непосредственно связаны между собой для ПГУ, также, как и для более распространенных в отечественной энергетике паротурбинных установок (ПТУ).

Развитие ПТУ в нашей стране традиционно осуществлялось в направлении увеличения начальных параметров пара и соответственно увеличения коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ (с 0,5 до 0,65). При этом обусловленное климатическими особенностями России использование температурного графика 150/70 требовало сооружения на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) пиковых источников теплоты (водогрейных котельных).

Первая ТПГУ в РФ (Северо-Западная ТЭЦ, г. Санкт-Петербург) была спроектирована с учетом возможности работы при коэффициенте теплофикации равном 1. Тепловая схема этой ТПГУ предусматривала использование пара контуров высокого и низкого давления в пиковых подогревателях сетевой воды и соответственно полный отказ от установки водогрейных котлов [11-12, 17-18].

В общем случае решение задачи определения оптимального коэффициента теплофикации, в зависимости от условий проектирования ТЭС, согласно научным трудам Хрилева Л.С., Смирнова И. А., Левенталья Г.Б., Мелентьева Л. А., возможно двумя основными способами, дающими разные результаты:

1. Определение оптимального варианта покрытия заданной тепловой нагрузки энергосистемы;
2. Определение оптимальной величины тепловой нагрузки, присоединенной к заданной энергоустановке.

Российские энергосистемы зачастую характеризуются значительной величиной тепловой нагрузки и относительно невысоким значением электрической мощности. Так, например, для районов со сложившейся структурой энергопотребления наиболее актуальной является задача определения оптимальной величины присоединенной тепловой нагрузки к существующей установке [19]. Задавая более высокое значение коэффициента теплофикации, увеличиваем время работы установки с конденсационным пропуском, и соответственно ухудшаем ее технико-экономические показатели, но при этом снижаем длительность работы, а соответственно и топливопотребление водогрейных котлов, и наоборот.

Решением данной задачи для теплофикационных ПТУ занимался ряд научных школ, основы исследования были заложены такими учеными, как Хрилев Л.С., Смирнов И. А., Левенталь Г.Б., Мелентьев Л.А., Соколов Е. Я., Андрющенко А. И., Аминов Р.З., однако аналогичных исследований для ТПГУ до сих пор не проводилось.

Цель настоящей работы – исследование оптимальной величины тепловой нагрузки, присоединенной к ТПГУ.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования выступала ТПГУ на базе газовых турбин класса Е. В качестве примера таких ГТУ в работе рассмотрены установки GT13E2 и GTЭ-160. Принципиальная тепловая схема теплофикационной установки двухконтурной ПГУ включает в себя два сетевых подогревателя, также есть два водоводяных теплообменника (ВВТО). Допустимый диапазон изменения тепловой нагрузки паровой турбины

³ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году [Электронный ресурс] // Системный оператор единой энергетической системы, 2020. 36 с. Режим доступа:

https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf (дата обращения: 22.07.2020).

⁴ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. С. 20. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.07.2020)

определяется установленным заводом-изготовителем уровнем давления в отборах.

Паровая турбина работает на скользящих параметрах пара. При работе ПГУ по тепловому графику регулируется температура сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. Регулирование осуществляется изменением давления в камерах отборов. Диапазон изменения давления в верхнем отборе ограничен с точки зрения прочности и надежности работы отсеков паровой турбины. Для современных паровых турбин он составляет 0,05–0,2 МПа. В целях унификации проточных частей, данный параметр для паротурбинных установок в составе ПГУ для дальнейших исследований принят таким же.

Значения основных расчетных параметров ГТУ, приведенные к нормальным условиям в соответствии с требованиями ISO при низшей теплотворной способности природного газа 50 МДж/кг, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристика	Показатели ГТУ для условий ISO	
	Значение	
	GT13E2	ГТЭ-160
Температура воздуха, °C	15	15
Электрическая мощность ГТУ, МВт	174,59	155,3
КПД, %	36,67	34,12
Температура уходящих из ГТУ газов, °C	505,6	537
Расход уходящих газов, кг/с	563,6	509

Принята открытая система теплоснабжения, температурный график 150/70, регулирование – центральное качественное по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Основные данные по температурам наружного воздуха и продолжительности отопительного периода приняты в соответствии с нормами для условий г. Санкт-Петербурга⁵.

Поскольку потенциальный теплоотпуск отопительной энергоустановки никогда не совпадает с графиком теплового потребления, включение ТПГУ в тепловую систему возможно различными способами, в зависимости от длительности использования в отопительный период водогрейных котлов. В работе рассматривается несколько режимов теплоотпуска в отопительном периоде от ПГУ-ТЭЦ:

- вариант, соответствующий максимальной тепловой нагрузке ТЭЦ (базовая часть тепловой нагрузки покрывается за счет ТПГУ, переменная часть за счет пиковых водогрейных котлов (ПВК), включенных в самом начале отопительного периода);
- вариант, соответствующий минимальной тепловой нагрузке ТЭЦ (регулирующая диафрагма полностью закрывается при температуре наружного воздуха -24°C; большую часть отопительного периода паровая турбина работает с конденсационным пропуском, а ПВК не эксплуатируются);
- несколько вариантов, соответствующих промежуточным тепловым нагрузкам ТЭЦ (диафрагма паровой турбины полностью закрывается при различных температурах отопительного периода).

При проведении оптимизационных расчетов когенерационных установок на базе ПТУ в качестве основного критерия, в условиях плановой экономики, применялась величина относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой. Данный показатель также может быть использован в современных экономических условиях для оптимизационных расчетов ТПГУ поскольку имеет непосредственную связь с приращением интегрального экономического эффекта когенерационной установки, а также с ее параметрами и структурой [13].

Таким образом наличие наиболее эффективного способа работы ТПГУ в тепловой системе (или оптимальное значение коэффициента теплофикации) может быть оценено путем анализа прироста относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой в зависимости от величины присоединенной тепловой нагрузки.

В выражении (1) для приращения интегрального экономического эффекта от комбинированной выработки по сравнению с отдельной ($\Delta\text{ЧДД}$), слагаемое $\Delta\text{И}$, фактически представляет собой экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой [13]:

⁵ СНиП 23-01-99. Строительная климатология.

$$\Delta\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{\Delta D_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t}, \quad (1)$$

где ΔD_t - дополнительное поступление денежных средств от комбинированной выработки в соответствующем году t ;

ΔK_t - экономия капитальных вложений по сравнению с раздельной выработкой;

ΔI_t - экономия ежегодных эксплуатационных издержек за счет увеличения эффективности по сравнению с раздельной выработкой.

При соблюдении условия равенства объемов производства электроэнергии и теплоты в комбинированной и раздельной схемах, совокупный дополнительный приток денежных средств от комбинированной выработки (ΔD_t) равен нулю, а значит максимальный интегральный эффект от когенерационной установки будет соответствовать максимальному снижению совокупных приведенных затрат (2):

$$\sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max. \quad (2)$$

Выражение (2) стремится к максимуму, когда каждое из слагаемых по отдельности стремится к максимуму:

$$\sum_{t=0}^T \frac{\Delta K_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max; \sum_{t=0}^T \frac{\Delta I_t}{(1+E_n)^t} \rightarrow \max. \quad (3)$$

Изменение капитальных вложений по сравнению с раздельной выработкой для ТПГУ в общем виде может быть представлено следующим образом:

$$\Delta K = K_{\text{разд}} - K_{\text{комб}} = (K_{\text{кэс}} + K_{\text{вк}}) - (K_{\text{пгу}} + K_{\text{пвк}}) \quad (4)$$

где $K_{\text{разд}}$ - капитальные вложения в установку при раздельной выработке;

$K_{\text{комб}}$ - капитальные вложения в установку комбинированной выработки;

$K_{\text{кэс}}$ - капитальные вложения в конденсационную ТЭС (раздельная выработка);

$K_{\text{вк}}$ - капитальные вложения в водогрейные котлы (раздельная выработка);

$K_{\text{пгу}}$ - капитальные вложения в ТПГУ (комбинированная выработка);

$K_{\text{пвк}}$ - капитальные вложения в ПВК (комбинированная выработка).

Капитальные затраты в энергоустановку зависят от единичной мощности оборудования и его количества, которые в свою очередь, определяются присоединенной/фактической тепловой и электрической нагрузкой потребителя, и в наиболее общем виде могут быть представлены в следующем виде (5–8):

$$K_{\text{кэс}} = k_{\text{кэс}} \times N_{\text{э}} \quad (5)$$

$$K_{\text{вк}} = k_{\text{вк}} \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (6)$$

$$K_{\text{пгу}} = k_{\text{кэс}}^{\text{пгу}} \times N_{\text{э}} + k_{\text{тфу}} \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (7)$$

$$K_{\text{пвк}} = k_{\text{вк}} \times Q_{\text{пвк}}^{\text{уст}} = k_{\text{вк}} \times (Q_{\text{п}}^{\text{уст}} - Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}) \quad (8)$$

где $K_{\text{кэс}}$, $k_{\text{вк}}$, $k_{\text{кэс}}^{\text{пгу}}$, $k_{\text{тфу}}$ - удельные капитальные вложения в замещающую КЭС, замещающие водогрейные котлы, КЭС на базе оборудования ТПГУ и теплофикационную установку соответственно;

$Q_{\text{п}}^{\text{уст}}$ - установленная тепловая мощность потребителя в раздельной и комбинированной схеме;

$Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}$, $Q_{\text{пвк}}^{\text{уст}}$ - установленная тепловая мощность отборов ТПГУ и ПВК соответственно;

$N_{\text{э}}$ - установленная электрическая мощность в раздельной и комбинированной схеме.

Поскольку, в данном случае, в качестве замещающей КЭС может рассматриваться конденсационная ПГУ на базе тех же газотурбинных установок, которые используются в ТПГУ, а теплоотпуск при раздельной схеме может осуществляться от водогрейной котельной с такой же эффективностью, как и у ПВК, выражение (4) будет иметь вид:

$$\Delta K = (k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} \quad (9)$$

Экономия ежегодных эксплуатационных издержек по сравнению с отдельной выработкой ($\Delta И$) преимущественно формируется за счет топливной составляющей, соответственно справедливо выражение (10):

$$(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} + (Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (10)$$

где $Q_{\text{топ}}$ – экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой, т.у.т.;

$\Pi_{\text{топ}}$ – цена условного топлива, руб/т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{разд}}$ – расход топлива при отдельной выработке, т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{комб}}$ – расход топлива при комбинированной выработке, т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}}$ – расход топлива КЭС (отдельная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}$ – расход топлива водогрейных котлов (отдельная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}}$ – расход топлива ТПГУ (комбинированная выработка), т.у.т.;

$Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}$ – расход топлива ПВК (комбинированная выработка), т.у.т.

Тогда выражение (2) может быть преобразовано следующим образом (11):

$$\sum_{t=0}^T [(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}] + \sum_{t=0}^T [(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}}] \rightarrow \max \quad (11)$$

Если капитальные затраты осуществляется за период $T=1$ год, а горизонт расчета ежегодных издержек составляет $T=30$ лет, выражение (11) может быть преобразовано следующим образом:

$$(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}} + (Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}) \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (12)$$

Перейти к относительным величинам, не зависящим от уровня мощности генерирующего оборудования ТЭЦ, и распространить результаты исследования на все тепловые системы с различной нагрузкой можно, поделив оба слагаемых в формуле (12) на выражение $(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}})$. Таким образом, получаем выражение (13) для определения удельного интегрального экономического эффекта при замещении сжигания одной тонны условного топлива при отдельной выработке на комбинированное производство тепловой и электрической энергии (млн.руб/т.у.т.):

$$\delta \text{ЧДД} = \frac{(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}^{\text{уст}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} + \frac{(Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}})}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} \times \Pi_{\text{топ}} \times T \quad (13)$$

Тогда, согласно (12), $\delta \text{ЧДД} \rightarrow \max$ или:

$$\frac{(k_{\text{вк}} - k_{\text{тфу}}) \times Q_{\text{пгу}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} + \left[\frac{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}} - Q_{\text{топ}}^{\text{пгу}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} - \frac{Q_{\text{топ}}^{\text{пвк}}}{Q_{\text{топ}}^{\text{кэс}} + Q_{\text{топ}}^{\text{вк}}} \right] \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (14)$$

В формуле (14) выражение в квадратных скобках представляет собой относительную экономию топлива на ТЭЦ по сравнению с отдельной выработкой ($\Delta Q_{\text{топ}}$), а первая составляющая выражения в квадратных скобках представляет собой относительную экономию топлива ТПГУ по сравнению с отдельной выработкой.

Согласно (3) максимум (14) достигается, когда каждое из слагаемых в формуле стремится к максимуму. При условии, что удельные капитальные вложения в сооружение водогрейной котельной и ТФУ сопоставимы удельный интегральный экономический эффект $\delta \text{ЧДД}$ будет иметь максимальное значение, когда:

$$\Delta Q_{\text{топ}} \times \Pi_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (15)$$

Выражение для определения относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой можно представить следующим образом (16):

$$\Delta Q_{\text{топ}} = 1 - \frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{1 + \frac{1}{y} \times \frac{\eta_{\text{кэс}}}{\eta_{\text{вк}}}} - \frac{\frac{Q_{\text{п}}}{\eta_{\text{вк}}} - \frac{Q_{\text{пгу}}}{\eta_{\text{вк}}}}{\frac{W_{\text{э/э}}}{\eta_{\text{кэс}}} + \frac{Q_{\text{п}}}{\eta_{\text{вк}}}} \quad (16)$$

или

$$\overline{\Delta Q_{\text{топ}}} = 1 - \frac{\frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{\eta_{\text{итт}}}}{1 + \frac{1}{y} \times \frac{\eta_{\text{кэс}}}{\eta_{\text{вк}}}} - \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{1 + y \times \alpha_{\text{тэц}} \times \frac{\eta_{\text{вк}}}{\eta_{\text{кэс}}}} \quad (17)$$

где $\eta_{\text{итт}}$ - коэффициент использования теплоты топлива.

$\eta_{\text{вк}}$ - КПД замещающей водогрейной котельной;

$\eta_{\text{кэс}}$ - КПД замещающей КЭС;

$\alpha_{\text{тэц}}$ - коэффициент теплофикации;

y - удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

$Q_{\text{п}}$ - суммарный отпуск тепловой энергии потребителю в раздельной и комбинированной схеме;

$Q_{\text{пгу}}$ - отпуск тепловой энергии от отборов ТПГУ;

$W_{\text{э/э}}$ - выработка электроэнергии в раздельной и комбинированной схеме.

Соответственно, с учетом (15) выражение (13) приобретает вид (18):

$$\left[1 - \frac{\frac{\eta_{\text{кэс}} \times (1 + \frac{1}{y})}{\eta_{\text{итт}}}}{1 + \frac{1}{y} \times \frac{\eta_{\text{кэс}}}{\eta_{\text{вк}}}} - \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{1 + y \times \alpha_{\text{тэц}} \times \frac{\eta_{\text{вк}}}{\eta_{\text{кэс}}}} \right] \times Q_{\text{топ}} \times T \rightarrow \max \quad (18)$$

Выражение (18) дает возможность определить оптимальную величину присоединенной тепловой нагрузки ПГУ-ТЭЦ.

В качестве метода исследования работы рассматриваемого энергоблока используется метод имитационного моделирования режимов работы ПГУ-ТЭЦ. Моделирование принципиальной тепловой схемы производилось с использованием программного продукта «*United Cycle*», предназначенного для моделирования и расчета стационарных режимов работы теплоэнергетических установок и систем.

На рисунке 1 показана расчетная схема ПГУ-блока, смоделированная в САПР «*United Cycle*», включающая в себя два вертикальных котла-утилизатора двух давлений, турбину паровую стационарную теплофикационную, предназначенные для работы в составе бинарной парогазовой установки, состоящей из двух ГТУ, а также пиковые водогрейные котлы. С помощью элемента «Вход потока» моделируются характеристики дымовых газов (расход, температура, давление, состав) на входе в котел-утилизатор после ГТУ (ГТЭ-160 и GT13E2) и в зависимости от рассматриваемой температуры наружного воздуха.

В соответствии с гарантийным режимом работы теплофикационной установки, а также на основании теплового баланса поверхностей нагрева котла-утилизатора была осуществлена параметризация схемы. Для проверки адекватности построения модели был смоделирован режим работы на номинальные параметры согласно заводским характеристикам оборудования.

Проверка адекватности созданной математической модели производилось по отношению к реальной ТЭЦ, функционирующей на базе ГТЭ-160 (Правобережная ТЭЦ-5 ПАО «ТГК-1») производилось методом поэтапного анализа параметров режимов, рассчитанных с помощью САПР «*United Cycle*», и заводских параметров ПГУ-блока (котлов-утилизаторов и теплофикационной установки). Сравнение производилось для зимнего режима работы при температуре наружного воздуха -24°C . Расчетные характеристики модели для данного режима сведены в таблицу 3.

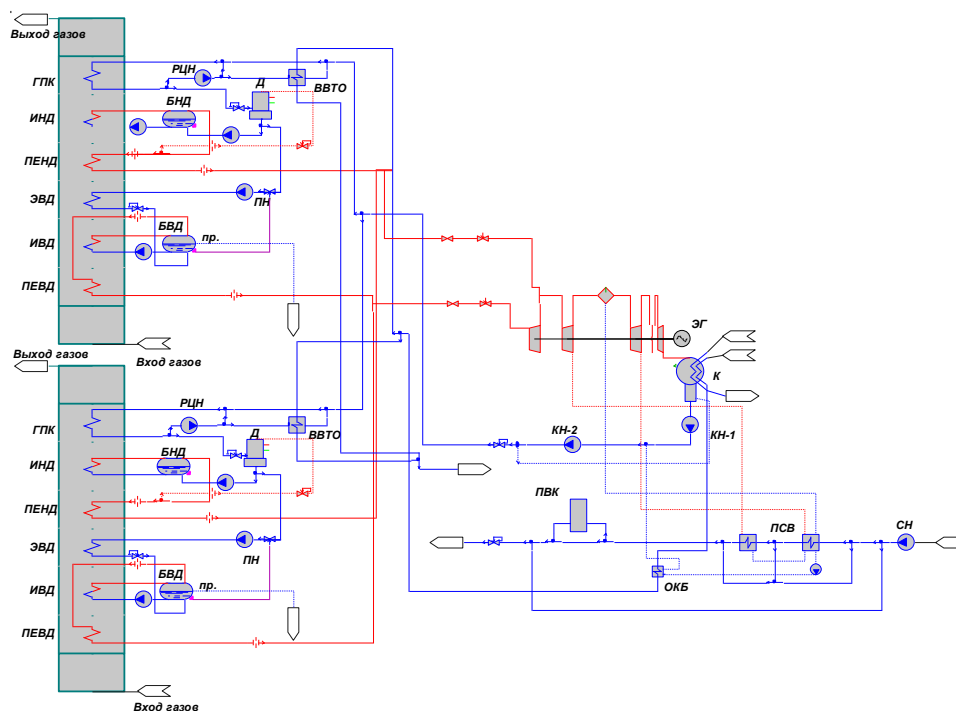


Рис. 1. Принципиальная схема двухконтурной теплофикационной ПГУ, смоделированная в САПР «United Cycle»

- Принятый температурный график тепловой сети 150/70, расход сетевой воды постоянен и равен $G_{\text{св}} = 5000 \text{ т/ч}$;
- Температура воды на входе в котел-утилизатор поддерживается 65°C с помощью рециркуляционных насосов;
- Вакуум в конденсаторе составляет $p_{\text{к}} = 3 \text{ кПа}$ на всех расчетных режимах;
- ВВТО отключены;
- Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор в течение рассматриваемого отопительного периода постоянна и составляет $t_{\text{охл}} = 5^\circ\text{C}$;

Потери продувочной воды в барабанах высокого и низкого давления отсутствуют. Относительная величина отклонения рассчитанных параметров (для ГТЭ-160) от контрольных составила не более 4 %. Отклонения связаны с упрощением расчетной схемы теплофикационной установки, отсутствием моделирования уплотнений турбины, утечек, а также принятием допущений.

Таблица 3

Расчетные показатели номинального режима работы энергоблока, смоделированного в САПР «United Cycle»

Показатель	Единица измерения	Значение Для GT13E2	Значение Для GTЭ-160
<i>Газотурбинная установка</i>			
Температура наружного воздуха	°C	-24	-24
Давление наружного воздуха	кПа	0,1013	0,1013
Температура газов на выходе ГТУ	°C	490,74	530,9
Расход газов на выходе ГТУ	т/ч	2127,71	1861,3
Мощность ГТУ	МВт	198,5	165,5
КПД ГТУ	%	37,45	34,07
<i>Котел-утилизатор</i>			
Расход пара высокого давления	т/ч	219,96	221,65
Температура пара высокого давления на выходе котла-утилизатора	°C	470,17	508
Давление пара высокого давления	кг/см ²	70,27	72,74
Температурный напор на горячем конце контура низкого давления	°C	20,57	22,09

Пинч-поинт контура низкого давления	°C	9,71	9,94
Расход пара низкого давления	т/ч	67,14	52,14
Температура пара низкого давления на выходе котла-утилизатора	°C	221,91	218,19
Давление пара низкого давления	кг/см ²	6,73	6,18
Температурный напор на горячем конце контура низкого давления	°C	22,11	17,35
Пинч-поинт контура низкого давления	°C	12,00	12,84
Температура воды на входе в котел-утилизатор	°C	64,46	64,93
Температура уходящих газов	°C	112,01	106,47
Расход пара высокого давления	т/ч	439,91	443,31
Температура пара высокого давления на входе в паровую турбину	°C	469,16	507,19
Расход пара низкого давления	т/ч	134,28	104,27
Температура пара низкого давления на входе в паровую турбину	°C	220,7	217,71
Расчетное давление в конденсаторе	кг/см ²	0,03	0,02
Расход сетевой воды	т/ч	5460	5460
Температура СВ на входе в сетевые подогреватели	°C	67	67
Температура СВ на выходе из сетевых подогревателей	°C	117,65	117,26
Мощность на клеммах генератора	МВт	91,72	96,73

Результаты

На рисунке 2 представлены варианты включения ПГУ-ТЭЦ с газовыми турбинами GT13E2 в тепловую систему.

Линией 1 обозначено изменение располагаемой тепловой нагрузки ТПГУ за отопительный период.

Линией 2 обозначено изменение тепловой нагрузки ТЭЦ, когда присоединенная тепловая нагрузка максимальна и составляет 1376,43 МВт – вариант 1. В этом случае регулирующая диафрагма полностью закрывается в начале отопительного периода, и тепловая нагрузка регулируется исключительно за счет водогрейных котлов, которые работают весь отопительный период. Коэффициент теплофикации в данном варианте включения ТПГУ в тепловую систему составляет порядка 0,24.

Линией 3 обозначено изменение тепловой нагрузки ТЭЦ, когда присоединенная тепловая нагрузка соответствует минимально возможной. В этом случае регулирование отпускаемой тепловой мощности происходит за счет изменения положения диафрагмы. В течении всего отопительного периода ТПГУ работает с конденсационным пропуском. Пиковые водогрейные котлы – отключены. Коэффициент теплофикации в данном варианте включения ТПГУ в тепловую систему составляет 1.

Линии 4-8 характеризуют тепловые нагрузки ТЭЦ, соответствующие промежуточным значениям коэффициента теплофикации.

Рисунок 2 можно представить в виде зависимости суммарной тепловой нагрузки станции от числа часов стояния в течение года температур наружного воздуха для отопительного периода для г. Санкт-Петербург, представленной на рис. 3.

Интегральные показатели рассматриваемых вариантов работы ТПГУ в тепловой системе за отопительный период представлены в таблице 4.

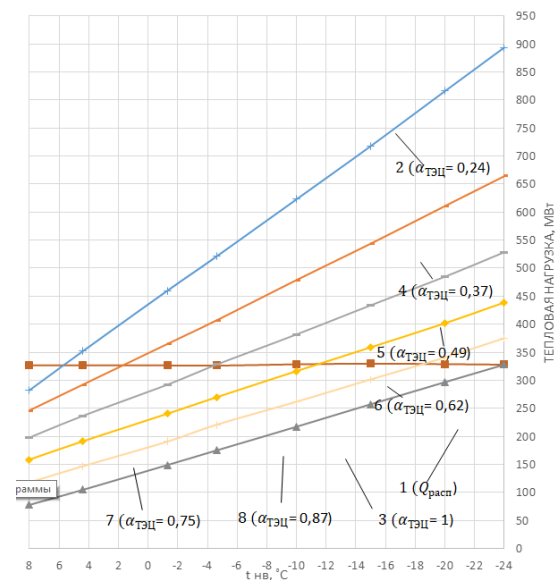


Рис. 2. Способы включения ТПГУ в тепловую систему: 1 – Располагаемая тепловая нагрузка ПГУ; 2 – Максимальная присоединенная тепловая нагрузка к ПГУ;

3 – Минимальная присоединенная тепловая нагрузка к ПГУ; 4 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,37$; 5 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,49$; 6 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,62$; 7 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,75$; 8 – Коэффициент теплофикации включения ТПГУ в тепловую систему $\alpha_{ТЭЦ} = 0,87$.

Fig. 2. Ways of including the TPGU in the thermal system: 1 – The available thermal load of the CCGT; 2 – The maximum connected thermal load to the CCGT;

3 – The minimum connected thermal load to the CCGT; 4 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,37$; 5 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,49$; 6 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,62$; 7 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,75$; 8 – The coefficient of heating of the inclusion of the TPGU in the thermal system $\alpha_{TETS} = 0,87$.

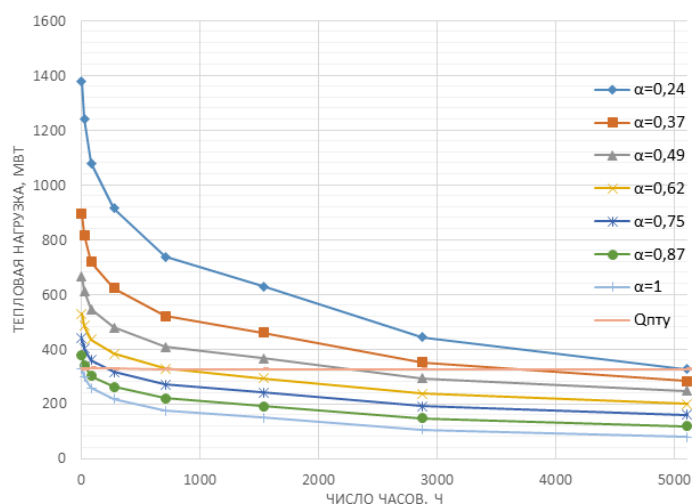


Рис. 3. Зависимость суммарной тепловой нагрузки станции от числа часов стояния в течение года температур наружного воздуха для отопительного периода для г. Санкт-Петербург (график Россандера)

Fig. 3. Dependence of the total heat load of the station on the number of standing hours during the year outdoor air temperature for the heating period for St. Petersburg (Rossander graph)

Таблица 4

Показатели работы ПГУ-ТЭЦ за отопительный период с различной присоединенной тепловой нагрузкой

Наименование показателя	ГТУ	Значение $Q_p^n = 50 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$, $\eta_{\text{КЭС}} = 40\%$, $\eta_{\text{ВК}} = 93\%$						
Коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$		0,24	0,37	0,49	0,62	0,75	0,87	1,00
Отпуск тепловой энергии потребителю всего от ПГУ-ТЭЦ, тыс. Гкал	GT13E2	960,6	412,1	156,1	33,9	6,8	0,9	0,0
	ГТЭ-160	2369,0	1786,1	1448,0	1171,3	953,0	748,9	559,2
Отпуск тепловой энергии от ТПГУ, тыс. Гкал	GT13E2	1435,8	1393,1	1305,8	1141,8	952,4	754,3	569,4
	ГТЭ-160	1427,2	1388,3	1300,0	1136,6	945,3	747,7	559,2
Отпуск тепловой энергии от водогрейных котлов, тыс. Гкал	GT13E2	2396,4	1805,2	1461,9	1175,7	959,2	755,2	569,4
	ГТЭ-160	941,9	397,7	148,0	34,8	7,7	1,2	0,0
Суммарный расход топлива, т	GT13E2	453827	404454	381417	370416	367973	367441	367364
	ГТЭ-160	438949	389916	367415	357209	354767	354186	354077
Расход топлива на ТПГУ, т	GT13E2	367364	367364	367364	367364	367364	367364	367364
	ГТЭ-160	354077	354077	354077	354077	354077	354077	354077
Расход топлива на водогрейные котлы, т	GT13E2	86463	37090	14053	3052	609	77	0
	ГТЭ-160	84872	35839	13339	3133	691	109	0
Выработка электроэнергии, тыс. МВт*ч	GT13E2	2336	2345	2363	2399	2443	2487	2510
	ГТЭ-160	2139	2146	2164	2199	2243	2288	2316
Коэффициент использования тепла топлива ($\eta_{\text{ИТТ}}$), %	GT13E2	78,45	77,65	76,01	72,98	69,52	65,88	62,12
	ГТЭ-160	77,26	76,50	74,77	71,61	67,97	64,23	60,33
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, у, МВт/МВт	GT13E2	1,40	1,45	1,55	1,81	2,20	2,83	3,79
	ГТЭ-160	1,29	1,33	1,43	1,66	2,04	2,63	3,56
Относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой, ΔQ	GT13E2	0,286	0,308	0,314	0,310	0,300	0,287	0,269
	ГТЭ-160	0,266	0,288	0,293	0,287	0,275	0,261	0,242

На основании формулы (17) и расчетных характеристик, представленных в таблице 4 была определена относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой для различных значений коэффициента теплофикации при значении КПД замещающей водогрейной котельной 93% и КПД замещающей КЭС 40%. Графическое представление зависимости относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой от значения коэффициента теплофикации для объекта исследования, представлено на рисунке 4. Из рисунка 4 видно, что относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой имеет ярко выраженный максимум при $\alpha_{\text{ТЭЦ}} \approx 0,49$ вне зависимости от типоразмера ГТУ класса Е

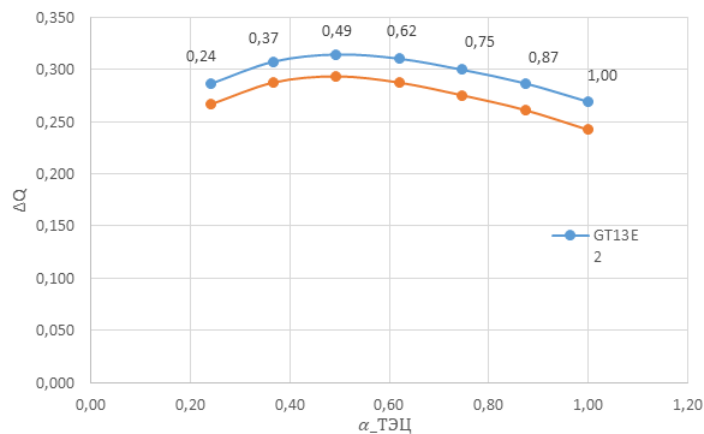


Рис.4. Прирост относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой для различных значений коэффициента теплофикации для различных турбин, входящих в состав ПГУ-ТЭЦ

Fig. 4. Increase in relative fuel economy compared to separate generation for different values of the heating coefficient for different turbines that are part of the CCGT-CHP

Без учета затрат на строительно-монтажные работы удельная стоимость водогрейных котлов (по данным реализуемых в настоящее время на Автовской ТЭЦ-15 ПАО «ТГК-1» г. Санкт-Петербург) составляет 1,3 миллиона рублей за Гкал установленной мощности. При схожей стоимости трубопроводной обвязки по сетевой воде удельные капитальные затраты в паровые теплообменники аналогичной мощности в расчетах приняты исходя из различного соотношения между удельными затратами в водогрейную котельную ($k_{вк}$) и паровые теплообменники ($k_{тфв}$): $\frac{k_{вк}}{k_{тфв}} = 0,5; 1; 2; 4; 8; 10$.

Прирост удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ для различных значений коэффициента теплофикации при разном соотношении удельной стоимости водогрейных котлов и паровых теплообменников для ПГУ-ТЭЦ с турбиной GT13E2, рассчитанный по выражению (18), представлен на рисунке 5.

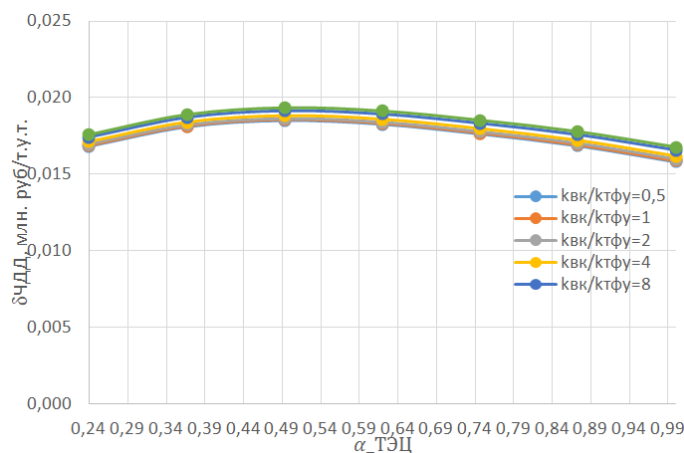


Рис. 5. Прирост удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ для различных значений коэффициента теплофикации при разном соотношении удельной стоимости водогрейных котлов и паровых теплообменников

Fig. 5. The increase in the specific integral economic effect δHDD for different values of the coefficient of heating with a different ratio of the specific cost of hot water boilers and steam heat exchangers

Из рисунка 5 видно, что вне зависимости от величины капитальных затрат максимум удельного интегрального экономического эффекта $\delta\text{ЧДД}$ достигается при $\alpha_{TЭЦ} \approx 0,49$, что соответствует максимуму относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой.

Обсуждение

Центральным вопросом при строительстве новых высокоэффективных энергоустановок является определение оптимального состава оборудования, влияющее не

только на первоначальные капиталовложения, но также и на ожидаемые эксплуатационные расходы (большую часть которых составляют топливные затраты). Важным аспектом данного вопроса, требующим всестороннего анализа, при проектировании ТЭС, предназначенных не только для электроснабжения, но и для теплоснабжения потребителя, является определение оптимального коэффициента теплофикации.

Если для традиционных, для российской энергетики, ПСУ эта задача была решена уже давно, для теплофикационных ТПУ единого подхода к решению в настоящее время не существует.

В условиях плановой экономики, для ТЭЦ на базе ПСУ, задача нахождения оптимального коэффициента теплофикации решалась при помощи показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельным производством электрической и тепловой энергии. В условиях сформировавшейся рыночной экономики выбор и окончательное обоснование технических решений опирается, прежде всего, на инвестиционный анализ с оценкой доходности, рентабельности и окупаемости проекта [14-16].

Одним из основных показателей, характеризующих инвестиционную привлекательность проекта, служит ЧДД. Как показывают ранее проведенные исследования [13] можно получить непосредственную связь между приращением ЧДД при использовании комбинированного производства и относительной экономией топлива по сравнению с раздельной выработкой. Это обстоятельство дает возможность применять последний показатель, в том числе, и для оптимизации коэффициента теплофикации ТПУ в настоящее время.

Предложенный в данной статье подход к оптимизации коэффициента теплофикации ТПУ опирающийся на базовые элементы, традиционного для энергетики России, метода, вполне применим, при незначительной адаптации к современным экономическим условиям.

Данный метод может быть использован для анализа и оптимизации состава оборудования ТПУ вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, рыночных условий, а также характеристик используемого оборудования.

В условиях рыночной конкуренции, когда абсолютные количественные показатели работы энергогенерирующих предприятий, по степени важности, уступают относительным показателям, качественно характеризующим степень использования, имеющихся в наличии ресурсов, применение, в качестве критерия оптимальности, относительной экономии топлива позволит в перспективе сформировать максимально сбалансированные, эффективные энергосистемы, а также создать все условия необходимые для максимизации прибыли энергокомпаний при оптимизации цен на электрическую и тепловую энергию и обеспечении надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителя.

Выводы

1. В современных экономических условиях, при решении задачи выбора и обоснования коэффициента теплофикации для ТПУ в качестве критерия оптимизации может быть использован показатель относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой;

2. Для двухконтурных ТПУ на базе ГТУ класса Е в климатических условиях города Санкт-Петербург, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное при помощи показателя относительной экономии топлива, по сравнению с раздельной выработкой составляет 0,49. Максимум относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой составляет 31,4% для GT13E2 и 29,3% для GTЭ-160;

3. Для аналогичной ТПУ, значение оптимального коэффициента теплофикации, определенное из условия максимизации удельного интегрального экономического эффекта, также составляет 0,49. При этом соотношение удельных капиталовложений в водогрейные котлы и теплообменное оборудование ТПУ не оказывает существенного влияния на полученный результат.

Литература

1. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40-52.

2. Макаров А.А., Митрова Т.А., Веселов Ф.В., Галкина А.А., Кулагин В.А. Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков // Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5-16.
3. Abdulrahman Almutairi, Pericles Pilidis, Nawaf Al-Mutawa, Energetic and Exergetic Analysis of Combined Cycle Power Plant: Part-1 Operation and Performance // Energies 2015. V. 8. 14118–14135
4. Ivan Lorencin, Nikola Andelic, Vedran Mrzljak, Zlatan CarGenetic, Algorithm Approach to Design of Multi-Layer Perceptron for Combined Cycle Power Plant Electrical Power Output Estimation // Energies 2019. V. 12. p. 4352
5. Sajjad Keshavarzian, Francesco Gardumi, Matteo V. Rocco, Emanuela Colombo, Off-Design Modeling of Natural Gas Combined Cycle Power Plants: An Order Reduction by Means of Thermo-economic Input–Output Analysis // Entropy. 2016. V.18. p.71
6. Catalina Ferat Toscano, Cecilia Martin-del-Campo, Gabriela Moeller-Chavez, Gabriel Leon de los Santos, Juan-Luis François, Daniel Revollo Fernandez, Life Cycle Assessment of a Combined-Cycle Gas Turbine with a Focus on the Chemicals Used in Water Conditioning // Sustainability 2019. V.11. P. 2912;
7. Olkhovskii G.G., Combined cycle plants: yesterday, today, and tomorrow (review) // Thermal Engineering. 2016. T. 63. № 7. С. 488-494.
8. Тузникова Е.М., Новикова О.В., Тузников М.А. Технико-экономическое обоснование выбора технологии когенерации для обеспечения централизованного теплоснабжения // В сборнике: Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. В 3-х частях. 2019. С. 728-730.
9. Бугаева Т.М., Новикова О.В. Современные методы планирования энергосистемы города // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2019. Т. 62. № 4. С. 377-387.
10. Кабанов М.С., Новикова О.В. Снижение энергоемкости ВРП за счет оптимизации системы теплоснабжения мегаполиса // в сборнике: Эффективная энергетика - 2014. Труды Всероссийской научно-практической конференции. 2015. С. 427-438
11. Костюк Р.И., Писковацков И.Н., Чугин А.В., Коцюк Н.Н., Радин Ю.А., Березинец П.А. Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450 Т. // Теплоэнергетика. 2002. №9. С. 6-11.
12. Radin Yu.A., Lyubtsov A.A., Makarov O.N., Basic performance indicators of the PGU-450T stream-gas unit during operation in the district heating and electric power mode // Power Technology and Engineering. 2012. T. 46. № 1. С. 70-74.
13. Калютик А.А., Трещёв Д.А., Трещёва М.А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26. № 4. С. 51–63.
14. Балынин И.В. Оценка результативности инвестиционных проектов: правила, показатели и порядок их расчета // Экономический анализ: теория и практика. 2016. № 6 (453). С. 26-41.
15. Николенко Т.Ю., Тарасова Е.В. Система сбалансированных показателей и инструментарий оценки эффективности инновационных проектов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2016. № 6. С. 228–235.
16. Лисин, Е., Рогалев, Н., Оклея, П. (2019). Разработка модели оценки влияния структуры производственных мощностей энергосистемы на региональную энергобезопасность // Terra Economicus. 2019. 17(2). С. 96-111.
17. Аминов Р.З., Гариевский М.В. Эффективность работы парогазовых ТЭЦ при применении переменных электрических нагрузках с учетом износа оборудования // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. № 20 (7-8). С. 10-22.
18. Жуков В.В., Евсюков И.А., Александров А.С. Определение условий успешного запуска энергоблока ПГУ от аварийной дизельной электростанции. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. № 19 (7-8). С. 43-55.
19. Синельников Д.С., Щинников П.А. Повышение эффективности теплофикационных энергоблоков при разукрупнении графиков тепловых нагрузок. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. №21(4). С. 12-1

Авторы публикации

Трещёв Дмитрий Алексеевич – старший преподаватель высшей школы атомной и

тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Трещёва Милана Алексеевна – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Колбанцева Дарья Львовна – аспирант, Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Калютик Александр Антонович – канд. техн. наук, директор высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

References

1. Makarov AA, Veselov FV, Makarova AS, et al. Strategic prospects of electric power industry in Russia. *Thermal Power Engineering*. 2017;11:40-52.
2. Makarov AA, Mitrova TA, Veselov FV, et al. Prospects for Electric Power Industry in the Context of World Energy Markets Transformation. *Thermal Power Engineering*. 2017;10:5-16.
3. Abdulrahman Almutairi, Pericles Pilidis, Nawaf Al-Mutawa. *Energetic and Exergetic Analysis of Combined Cycle Power Plant: Pt.1 Operation and Performance*. *Energies* 2015, 8, 14118–14135
4. Ivan Lorencin, Nikola Andelic, Vedran Mrzljak, et al. Algorithm Approach to Design of Multi-Layer Perceptron for Combined Cycle Power Plant Electrical Power Output Estimation. *Energies*. 2019;12:4352.
5. Sajjad Keshavarzian, Francesco Gardumi, Matteo V. Rocco, Emanuela Colombo, Off-Design Modeling of Natural Gas Combined Cycle Power Plants: An Order Reduction by Means of Thermoeconomic Input–Output Analysis. *Entropy* 2016, 18, 71
6. Catalina Ferat Toscano, Cecilia Martin-del-Campo, Gabriela Moeller-Chavez. Life Cycle Assessment of a Combined-Cycle Gas Turbine with a Focus on the Chemicals Used in Water Conditioning. *Sustainability* 2019;11:2912;
7. Olkhovskii GG, Combined cycle plants: yesterday, today, and tomorrow (review). *Thermal Engineering*. 2016;63(7):488-494.
8. Tuznikova EM, Novikova OV, Tuznikov MA. *Technical and economic assessment of the selection of cogeneration technology to provide district heating*. In: Week of Science SPbPU. Materials of the scientific conference with international participation. Institute of Industrial Management, Economics and Trade. In 3 vols. 2019. p. 728-730.
9. Bugaeva TM, Novikova OV. Modern methods of planning the urban energy system. *Power Engineering. Proceedings of Higher Educational Institutions and Energy Associations of the CIS*. 2019;62(4):377-387.
10. Kabanov MS, Novikova OV. *Reducing the energy intensity of WDM by optimizing the heat supply system of a metropolis*. In: Effective Energy - 2014. Proceedings of the All-Russian Scientific and Practical Conference. 2015. p. 427-438
11. Kostyuk RI, Piskovatskov IN, Chugin AV, et al. Some features of operation modes of the main power unit PGU-450 T. *Teploenergetika*. 2002;9:6-11.
12. Radin YuA, Lyubtsov AA, Makarov ON. Basic performance indicators of the PGU-450T stream-gas unit during operation in the district heating and electric power mode. *Power Technology and Engineering*. 2012;46(1):70-74.
13. Kalyutik AA, Treschev DA, Trescheva MA. Using the parameter of relative fuel savings to optimize the parameters of cogeneration CCGT. *Materials Science. Power Engineering*. 2020;26(4):51–63.
14. Balynin IV. Assessing the Effectiveness of Investment Projects: Rules, Indicators and Procedure for Their Calculation. *Economic Analysis: Theory and Practice*. 2016;6(453):26-41.
15. Nikolenko TY, Tarasova EV. Balanced Indicator System and Tools for Assessing the Effectiveness of Innovation Projects. Scientific and Technical News of St. Petersburg State Polytechnic University. *Economic Sciences*. 2016;6:228–235.
16. Lisin, E., Rogalyov, N., Okley, P. (2019). Development of a model for assessing the impact of power system production capacity structure on regional energy security. *Terra Economicus*. 17(2), 96-111.

17. Aminov RZ, Garievsky MV. the efficiency of combined-cycle chp plant with variable electric loads, taking into account the wear and tear of equipment. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(7-8):10-22.

18. Sinelnikov DS, Shchinnikov PA. Increasing the efficiency of the thermal power units at zoning of heat load curve. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019;21(4):12-19.

19. Zhukov VV, Evsyukov IA, Alexandrov AS. Determination of conditions for the successful start-up of Combined Cycle Power Plant (CCPP) from Black Start Diesel Generators (BSDG). *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(7-8):43-55.

Authors of the publication

Dmitriy A. Treshchev – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Milana A. Treshcheva – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Daria L. Kolbantseva – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Alexandr A. Kalyutik – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Получено

13 августа 2021г.

Отредактировано

23 августа 2021г.

Принято

24 августа 2021г.