



МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПГУ-450 С УВЕЛИЧЕНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ОТБОРОВ И СОХРАНЕНИЯ СУММАРНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Зверев Л.О.¹, Злобин В.Г.¹, Зверева Э.Р.²

¹Санкт-Петербургский государственный университет промышленных технологий и дизайна, Высшая школа технологий и энергетики, г. Санкт-Петербург, Россия

²Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

belvira6@list.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Модернизация ПГУ с увеличением тепловой мощности и сохранением электрической мощности с помощью блочного дожигающего устройства (БДУ) в котле - утилизаторе (КУ). *МЕТОДЫ.* Были проведены сравнительные исследования характеристик ПГУ – 450 без БДУ и с установленным БДУ. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В результате проведенных сравнительных исследований основных характеристик ПГУ-450 до и после монтажа БДУ в котлах утилизаторах было показано, что применение БДУ эффективно решает проблему покрытия пиковых тепловых нагрузок в переходных периодах ОЗП (весна – лето; осень – зима); показана возможность длительной работы БДУ в течение всего периода работы блока ПГ; выявлено, что наиболее целесообразно внедрение БДУ на блоках ПГУ, по которым истёк срок обязательств по договорам ДПМ. За счёт увеличения электрической мощности на 6% (в теплофикационном режиме) увеличивается оплата мощности в рынке КОМ; увеличение электрической мощности блока ПГУ при работе в конденсационном режиме на 11% позволяет минимизировать недопоставку мощности на ОРЭМ при температурах наружного воздуха выше +15 градусов; несмотря на увеличение УРУТ ээ на 3% до 190 г/кВт*ч, производимая электрическая энергия остаётся конкурентноспособной на ОРЭМ. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Таким образом, в результате исследований было показано, что при включении в работу БДУ тепловая мощность ПГУ-450 увеличивается до 320 Гкал/час, что позволяет покрыть недостающую тепловую мощность. Исключается работа Т-250 в режиме близком к конденсационному с УРУТ ЭЭ 350 г/кВт*час, а вся тепловая нагрузка покрывается ПГУ-450, но с несколько ухудшенным УРУТ ээ равным 190 г/кВт*час. Такой состав оборудования ТЭЦ обеспечивает максимально возможную экономическую эффективность работы станции на рынке электроэнергии с полным покрытием теплопотребления.

Ключевые слова: модернизация; котел-утилизатор; ПГУ-450; Т-250; мощность; блочное дожигающее устройство; надстройка; ОРЭМ; топливо; ДПМ; УРУТ ээ.

Для цитирования: Зверев Л.О., Злобин В.Г., Зверева Э.Р. Модернизация тепловой схемы ПГУ-450 с увеличением тепловой мощности отопительных отборов и сохранения суммарной электрической мощности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т. 26. № 5. С. 92-103. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-5-92-103.

MODERNIZATION OF THE PGU-450 THERMAL CIRCUIT WITH AN INCREASE IN THE THERMAL POWER OF HEATING SELECTIONS AND PRESERVATION OF THE TOTAL ELECTRIC POWER

Zverev L.O.¹, Zlobin V.G.¹, Zvereva E.R.²

¹St. Petersburg State University of Industrial Technologies and Design, Higher School of Technology and Energy, Saint Petersburg, Russia

²Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

belvira6@list.ru

Abstract: *PURPOSE.* Modernization of the PGU with an increase in thermal power and preservation of electrical power using a block afterburning device (BDU) in a heat recovery boiler

(CU). **METHODS.** Comparative studies of the characteristics of the PGU-450 without a BDU and with an installed DBU were conducted results. As a result of comparative studies of the main characteristics of the PGU-450 and the main characteristics of the PGU-450 before and after installation of the DBU in recovery boilers, it was shown that the use of the BDU effectively solves the problem of covering peak thermal loads in the transition periods of the OSP (spring – summer; autumn – winter); the possibility of long-term operation of the BDU during the entire period of operation of the PG unit is shown; it is revealed that it is most advisable to implement the BDU on the PGU blocks for which the obligations under the DPM agreements have expired. By increasing the electric power by 6% (in the heating mode), the payment for power in the KOM market increases; an increase in the electric power of the PGU unit when operating in condensation mode by 11% minimizes the under-supply of power to the OREM at outdoor temperatures above + 15 degrees; Despite a 3% increase in URUE to 190 g/kWh, the electric energy produced remains competitive in the OREM. **CONCLUSION.** Thus, as a result of the research, it was shown that when the DBU is switched on, the thermal power of the PGU-450 increases to 320 Gcal/hour, which makes it possible to cover the missing thermal power. Thus, the operation of the T-250 in a mode close to condensation with an URUT ee of 350 g / kWh is excluded, and the entire thermal load is covered by the PGU-450, but with a slightly degraded URUT ee of 190 g / kWh. Such a composition of the CHP equipment ensures the maximum possible economic efficiency of the plant in the electricity market with full coverage of heat consumption.

Keywords: modernization; heat recovery boiler; PGU-450; T-250; power; block afterburning device; superstructure; OREM; fuel; DPM; URUT ee.

For citation: Zverev L.O., Zlobin V.G., Zvereva E.R. Modernization of the PGU-450 thermal circuit with an increase in the thermal power of heating selections and preservation of the total electric power. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2024; 26 (5): 92-103. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-5-92-103.

Введение и литературный обзор (Introduction and Literature review)

До 1990-х годов в большинстве стран мира электроэнергетика относилась к естественным монополиям. Вертикально-интегрированные компании (совмещавшие производство, передачу и сбыт электроэнергии) имели узаконенную монополию в масштабах страны или отдельных регионов. Тарифы на их услуги устанавливались или ограничивались государством. Такая система долгое время вполне удовлетворительно обеспечивала нужды экономики.

Прошедшая в 2007-2008 годах реформа электроэнергетики в России привела к разделению отрасли на два сегмента:

– Регулируемый, монопольный (электросетевой комплекс, гарантирующие поставщики, системный оператор единой энергетической системы (СО «ЕЭС») и организации инфраструктуры оптового рынка электроэнергии-администратор торговой системы (АТС) и центр финансовых расчетов (ЦФО).

– Нерегулируемый (производители электроэнергии-электростанции и независимые энергосбытовые компании).

Отнесение электростанций к нерегулируемому сегменту рынка электроэнергии привело к конкуренции между генерирующими компаниями и даже между отдельными электростанциями. Следует отметить, что создание шести генерирующих компаний оптового рынка (ОГК) и шестнадцати территориальных генерирующих компаний (ТГК) в 2008 году произошло в условиях нарастающего дефицита производства электроэнергии в стране из-за 3-5%-ого роста потребления и практически полного отсутствия ввода в эксплуатацию нового регулирующего оборудования (рис. 1). Оценочно первоочередные объемы финансирования в генерацию оценивались 6,75 трлн. рублей. С целью получения источника финансирования строительства новой генерации был разработан механизм договоров на поставку мощности (ДПМ). Поскольку на момент формирования первой программы ДПМ существовал дефицит производства электроэнергии, то основные средства по данной программе, предусматривающей повышенные платежи потребителей за поставляемую мощность, позволяющие окупить строительство за 10-15 лет, были направлены на объекты ОГК, при этом строительство новой генерации велось с использованием парогазовой генерации (ПГУ), уже доказавшей к тому времени свою эффективность перед традиционной, на тот момент паросиловой генерацией по себестоимости произведенной электроэнергии (удельные расходы топлива на ПГУ

находится в диапазоне 200-230 г/(кВт·ч) при том, что при паросиловом цикле не всегда удается достигнуть удельных расходов до величины менее 300 г/(кВт·ч) [1-2].

Таким образом, вне основной программы реконструкции осталась значительная часть оборудования ТЭЦ, входящих в состав ТПК, что было обусловлено спецификой работы данного типа станций. Спецификой работы на ТЭЦ следует считать ее зависимость при производстве электроэнергии от фактической тепловой нагрузки – комбинированная выработка электроэнергии, то есть ТЭЦ выполняет две взаимосвязанные функции – производство электроэнергии и теплоснабжение потребителей, в том числе в паре различных параметров от низкого давления, до острого редуцированного пара. В зависимости от объемов полезного отпуска тепла меняется не только объем выработки электроэнергии, но и ее себестоимость. В оптимальном режиме соотношение затрат на производства в комбинированном режиме 60% на 40% между электроэнергией и тепловой энергией. При уменьшении отпуска тепла, затраты будут переноситься на себестоимость выработки электроэнергии с увеличением до 340-380 г/(кВт·ч), что автоматически делает выработанную в конденсационном режиме электроэнергию неконкурентной на рынке электроэнергии. Такая специфика работы изначально ставит ТЭЦ в неравное конкурентное положение по сравнению с ГРЭС и ТЭС. Кроме того ТЭЦ в силу действующего в РФ законодательства, в первую очередь Федеральный Закон (ФЗ) №190 «О теплоснабжении», не имеют юридической возможности отказаться от поставок тепла потребителям, которые, особенно для городских ТЭЦ, носят явно выраженный сезонный характер. В силу такой специфики, в обозримом будущем вывод из работы оборудования, использующего паросиловой цикл, не представляется возможным. Другим негативным моментом паросилового оборудования является то, что существующие на сегодняшний день технологии модернизации турбин типа Р, Т, ПТ не дают значительного снижения удельного расхода топлива и он все равно остается в диапазоне 290-315 г/(кВт·ч) (опять таки от тепловой нагрузки).

Это послужило основанием увеличения объемов по программе ДПМ на ТЭЦ, однозначно не подлежащих выводу из эксплуатации. Однако строительство ПГУ и ГТУ на ТЭЦ не решило в полном объеме всех проблем данного вида станции, что опять-таки связано со спецификой теплоснабжения потребителей. Здесь исключение могут составлять промышленные ТЭЦ, предназначенные в первую очередь для паро- и теплоснабжения крупных промышленных потребителей, в первую очередь нефте- и газохимии. Такие ТЭЦ имеют круглосуточную и круглогодичную равномерную тепловую нагрузку и, соответственно, достаточно низкие удельные расходы топлива на производство электроэнергии, что делает их относительно конкурентными на ОРЭМ.

Для городских ТЭЦ, где тепловая нагрузка из-за специфики подключенных потребителей, крайне неравномерна и в межотопительный период может снижаться до 5% от установленной тепловой мощности, так как основное потребление в горячей воде начинается с началом отопительного периода, основным способом повышение экономической эффективности и получения прибыли от работы на ОРЭМ остаются системные ограничения. С этой целью максимально возможное количество паросилового оборудования заявляются СО «ЕЭС» в летнее ограничение с целью невозможности со стороны СО «ЕЭС» его разворота для покрытия дефицита электрической мощности. В первую очередь в ограничения заявляются турбоагрегаты типа Р, в последнюю-излишние для покрытия тепловой нагрузки тепловой нагрузки турбоагрегаты типа Т.

Однако и эти системные мероприятия не всегда позволяют достичь желаемого экономического эффекта в связи с тем, что остающиеся в работе ПГУ не могут взять на себя весь объем тепловой нагрузки в межотопительный период, и в работе приходится оставлять часть оборудования паросилового цикла. Увеличение тепловой нагрузки на ПГУ приводит к снижению их эффективности на ОРЭМ, в первую очередь из-за снижения электрической мощности, являющейся отдельным товаром на рынке электроэнергии. Кроме того в силу конструктивных особенностей ПГУ они в летней период при температурах наружного воздуха выше 15°C уже теряют часть электрической мощности.

В связи с вышеизложенным важным вопросом является рассмотрение возможности повышения тепловой мощности ПГУ с сохранением конструктивной, заявленной на ОРЭМ, электрической мощности, что сделает возможными исключение из работы паросилового оборудования в период минимальных тепловых нагрузок и как следствие повышение экономической эффективности всей ТЭЦ [2-4].

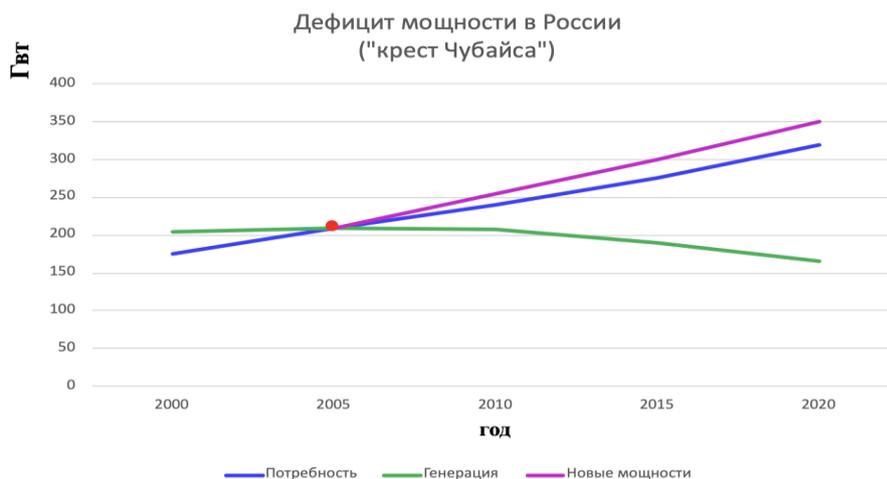


Рис. 1. Дефицит мощности в России. Баланс установленной мощности (с учетом выбытия) и потребности генерации, млн кВт (так называемый «Крест Чубайса») *Fig. 1. Power shortage in Russia. The balance of installed capacity (including disposal) and generation needs, million kW (the so-called "Chubais Cross")*

*Источник: Иванов И. В., Струговец С. А., Чечулин А. Ю. Перспективы использования газотурбинных технологий в энергетике России // Вестник УГАТУ.2009. Т. 13. № 1 (34). С. 26–31 *Source: Ivanov I. V., Strugovets S. A., Chechulin A. Yu. Prospects for the use of gas turbine technologies in the energy sector of Russia // Bulletin of UGATU.2009. Vol . 13. No. 1 (34), pp. 26-31.*

Целью работы является модернизация ПГУ с увеличением тепловой мощности и сохранением аттестованной электрической мощности с помощью блочного дожигающего устройства (БДУ) в котле – утилизаторе (КУ). Актуальностью работы является покрытия пиков теплотребления без включения в работу дополнительного теплофикационного оборудования. Для решения указанной задачи рассмотрен вариант реконструкции КУ с установкой блочного дожигающего устройства (БДУ).

Проблема дожига топлива в котлах-утилизаторах (КУ) является актуальной для энергетики при реконструкции существующих мощностей с использованием надстроек на базе ПГУ.

Применение БДУ позволяет повысить основные характеристики пара до максимального значения, благодаря чему увеличится установленная тепловая мощность без включения в работу дополнительного теплофикационного оборудования. Таким образом, важным вопросом является рассмотрение возможности повышения тепловой мощности ПГУ с сохранением конструктивной, заявленной на ОРЭМ, электрической мощности, что сделает возможными исключение из работы паросилового оборудования в период минимальных тепловых нагрузок, и как следствие повышение экономической эффективности всей ТЭЦ.

Материалы и методы (Materials and methods)

Для электростанций, работающих на газовом топливе, наиболее эффективным способом реконструкции является надстройка существующей паротурбинной части, которая обеспечивает существенное увеличение выработки тепла, при минимальных капиталовложениях [5].

Центральное место при реконструкции отечественных ТЭЦ в последние два десятилетия отводится внедрению парогазовых установок бинарного типа с котлами-утилизаторами. В Санкт-Петербурге, в частности, в настоящее время функционируют четыре дубль-блока ПГУ-450Т мощностью 450 МВт и некоторое количество теплофикационных ПГУ меньшей мощности. В настоящее время крупные энергетические компании, осуществляющие взаимодействие на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ), заинтересованы в осуществлении оптимальной и эффективной загрузки действующего оборудования [6-8].

Объектом исследования выбрана ТЭЦ-22 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», которая имеет следующий состав оборудования: (старая очередь)

- Три паровые турбины Т-250;
- Три энергетических котла (ТГМП), 6 водогрейных котлов и 2 паровых котла для собственных нужд.

Новый блок ПГУ- 450 состоит из:

- 2-х газовых машин ГТЭ -160 производства ЛМЗ;

- 2-х котлов-утилизаторов производства ЗиО Подольск;
- паровой турбины Т-150 (производства УТЗ), электрической мощностью 145 МВт и тепловой мощностью 163 Гкал /ч.

Применение БДУ в ПГУ позволяет маневренным образом обеспечивать необходимые мощности и дополнительный отпуск тепловой энергии в периоды большого потребления [9-12]. БДУ применимо в газотурбинном цикле, где происходит получение продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания ГТУ, затем преобразование тепловой энергии продуктов сгорания в электрическую энергию в паротурбинном цикле (в составе энергоблока ПГУ), дополнительный подвод топлива повышает паропроизводительность КУ (рис. 2).

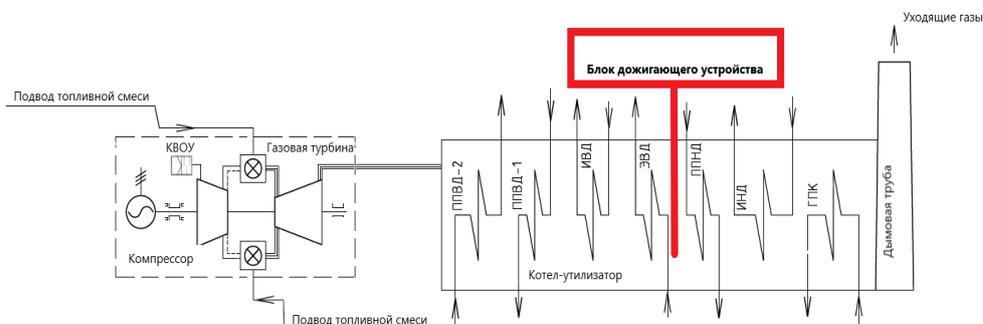


Рис. 2. Схема ПГУ с дожиганием топлива в КУ

Fig. 2. The scheme of the PGU with afterburning of fuel in the CU

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Котел-утилизатор один из важнейших элементов парогазовых установок. Цель котлов заключается в утилизации теплоты выходных газов из энергетической газотурбинной установки.

Котел-утилизатор ПР-228/47, изготовленный Подольским машиностроительным заводом, предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ. Котлы-утилизаторы Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 вертикального профиля, двухбарабанные, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления, газоплотный, с собственным несущим каркасом. По ходу газов последовательно расположены: пароперегреватель ВД, испаритель ВД, водяной экономайзер ВД, пароперегреватель НД, испаритель НД, газовый подогреватель конденсата паровой турбины [13].

Существует 2 варианта установки БДУ в КУ:

- 1) На входе в котел-утилизатор, перед пароперегревателем высокого давления
- 2) Между пароперегревателем и испарителем высокого давления.

Второй вариант имеет следующие преимущества:

- снижаются затраты на внешнее охлаждение и на теплозащиту пароперегревателя высокого давления и стенок котла утилизатора;
- установка БДУ перед пароперегревателем высокого давления на входе в котел-утилизатор приводит к увеличению габаритов котла.

В схемах ПГУ конденсационного типа дожигание топлива может применяться с целью увеличения электрической мощности паротурбинной части ПГУ, стабилизации параметров генерируемого пара, эффективной интеграции существующего и вновь устанавливаемого оборудования при реконструкции действующих энергообъектов [11, 14-16].

В ПГУ с дожиганием в котле-утилизаторе сжигается дополнительное количество топлива. В газоходе котла-утилизатора обычно размещаются горелочные элементы дожигания топлива (рис. 3).

На рисунке 3 представлена диффузионно-стабилизаторная горелка камеры дожигания, применяемой на практике. Такие горелки можно установить между ППВД и ИВД.

При данном способе сжигания природного газа осуществляется в камерах дожигания. Для этого природный газ вводится в зону рециркуляции системой струй через специальный трубчатый коллектор на тыльной стороне стабилизатора. Выходные газы ГТУ поступают в зону горения из обтекающего стабилизатор потока. Сюда же рециркуляционным противотоком подается некоторое количество продуктов сгорания,

способствующих стабилизации процесса горения. Такой способ дожигания топлива отличается высокой интенсивностью процесса смесеобразования при малой длине факела по потоку (несмотря на раздельную подачу выходных газов и топлива).

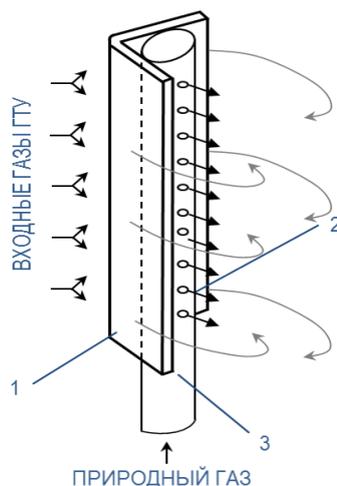


Рис. 3. Диффузионно-стабилизаторная горелка камеры дожигания: 1 – стабилизатор; 2 – ось струи газа; 3 – газовый коллектор

*Источник: https://ozlib.com/867042/tehnika/kamery_dozhiganiya_topлива_srede_vyhodnyh_gazov (дата доступа: 30.07.2024) Source: https://ozlib.com/867042/tehnika/kamery_dozhiganiya_topлива_srede_vyhodnyh_gazov (access date: 30.07.2024).

При сжигании дополнительного топлива в БДУ температура пара высокого давления увеличивается на 3%, а его расход на 35%. Дожигание топлива происходит в среде выходных газов ГТУ, что позволяет повысить их температуру, стабилизировать параметры генерируемого в КУ пара и повысить мощность ПГУ [17-18].

Результаты (Results)

В таблице 1 представлены изменения основных характеристик ПГУ-450 до и после монтажа БДУ в котлах утилизаторах. Данные приведены для теплофикационного режима работы блока.

Таблица 1
Table 1

Сравнительные характеристики ПГУ – 450 без БДУ и с установленным БДУ
Comparative characteristics of the CCGT – 450 without a BDU and with an installed BDU

№ п/п	Параметр	Без БДУ	С БДУ	Изменение (%)
1	Температура пара ВД на выходе из КУ (°C)	515	530	+3
2	Давление пара ВД на выходе из КУ (МПа)	7,86	11,16	+42
3	Средняя электрическая нагрузка в теплофикационном режиме (МВт)	450	477	+6
4	Тепловая нагрузка (Гкал*час)	237	320	+35
5	Удельный расход условного топлива по электроэнергии (УРУТ ЭЭ; г/кВт*час)	184	190	+3
6	Удельный расход условного топлива по тепловой энергии (УРУТ тэ; кг/Гкал)	146,2	145,4	-0,5
7	КПД блока по электроэнергии ($\eta_{ЭЭ}$; %)	38,15	36,3	-5

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Как видно из приведённой таблицы 1 при использовании БДУ:

- На 3% увеличивается температура пара высокого давления;
- На 42% увеличивается давление пара в контуре высокого давления.
- Увеличение тепловой мощности блока на 35% и рост электрической мощности на 6% [6].

Необходимо отметить, что при этом возрастает удельный расход условного топлива на производство электроэнергии (УРУТ ээ), но удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии (УРУТ тэ) незначительно снижается за счет большого роста

тепловой мощности. В конденсационном (летнем режиме) рост электрической мощности будет больше – до 11%.

Таким образом, решается задача увеличения тепловой мощности ПГУ-450 без снижения электрической мощности [6, 18].

На рисунке 4 приведено изменение температуры пара высокого давления от КУ в зависимости от расхода теплоты газов за ГТУ.

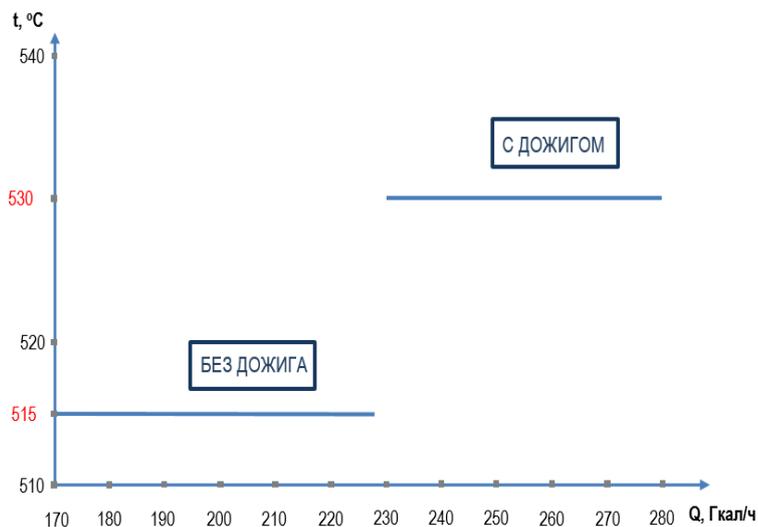


Рис. 4. Зависимость температуры пара от расходов теплоты газов за ГТУ *Fig. 4. Dependence of the steam temperature on the heat consumption of gases per GTU*

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Согласно представленной диаграмме наглядно видно, что при включении дожигающего устройства температура пара повышается на 3 % – до 530 °С.

На рисунке 5 представлено изменение расхода пара ВД от КУ без БДУ и с работающим БДУ. Как видно из графика на 35 % вырастает выработка пара ВД и при этом на 35 % растет тепловая мощность блока ПГУ при включенном дожигающем устройством.

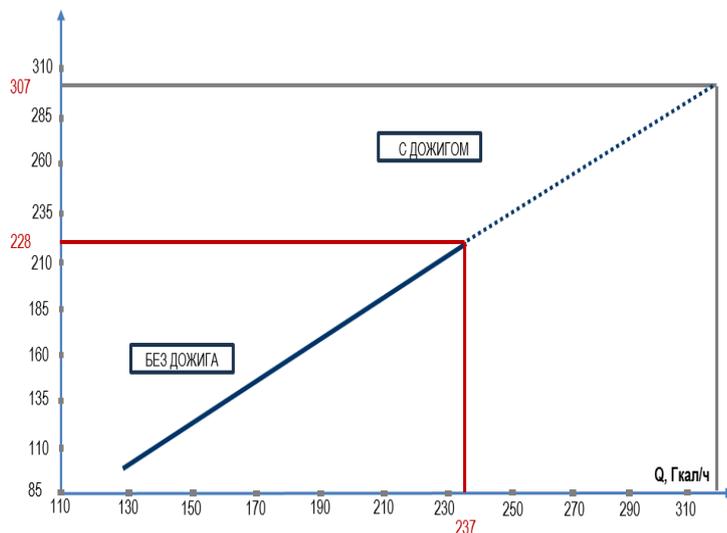


Рис. 5. Зависимость расхода пара высокого давления от расхода теплоты за ГТУ *Fig. 5. Dependence of high-pressure steam consumption on heat consumption per GTU*

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

При работе БДУ (рис. 6) растет электрическая мощность за счет включения паровой турбины Т-150. В теплофикационном режиме мы имеем рост электрической мощности 6 % (+27 МВт), а в конденсационном режиме рост мощности составит 8,5 % (+39 МВт).

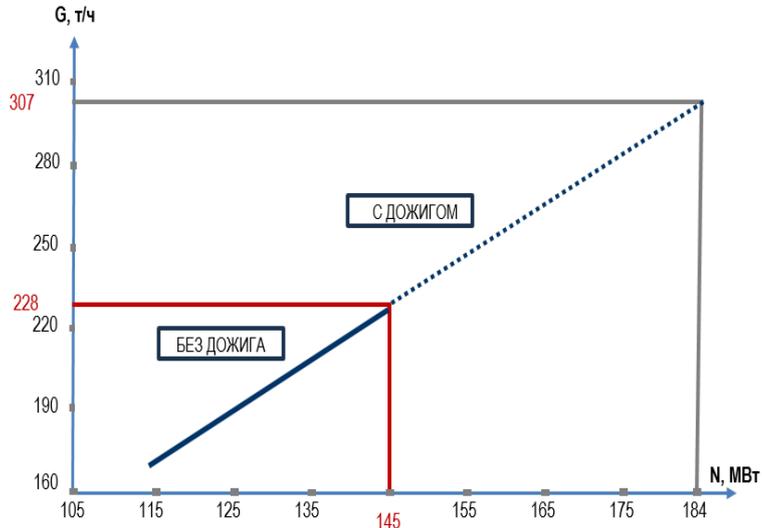


Рис. 6. Зависимость электрической мощности турбины Т-150 от расхода пара высокого давления в конденсационном режиме

Fig. 6. Dependence of the electric power of the T-150 turbine on the consumption of high-pressure steam in the condensation mode

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В итоге баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей изменится (табл. 2).

Таблица 2
Table 2

Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей
The balance of thermal power and thermal load of consumers

Месяц	Отпуск тепла (Гкал/час)	Тепловая мощность ПГУ, Гкал/ч (без БДУ)	Небаланс (без БДУ)	Тепловая мощность ПГУ (Гкал/час) (с БДУ)	Небаланс (с БДУ)
Апрель	347,6	237	-110,6	320	-27,6
Май	183	237	54	320	+137
Сентябрь	201	237	36	320	+119
Октябрь	356,5	237	-119	320	-36,5

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Необходимо обратить внимание, что указанные в таблице 2 нагрузки являются среднемесячными приведенными нагрузками потребителей. При этом вторая половина апреля, начало мая, последняя декада сентября и начало октября характеризуются небольшими плюсовыми температурами и сравнительно большими, по отношению к летним месяцам, тепловыми нагрузками потребителей в диапазоне 250-300 Гкал/час. Применение БДУ способно повысить расход и давление пара до максимального значения и благодаря этому увеличить маневренные характеристики ПГУ и увеличить установленную тепловую мощность без включения в работу ПТУ Т-250 или водогрейных котлов [6]. Еще одним преимуществом блочного дожигающего устройства является возможность плавного регулирования тепловой мощности. Непбаланс тепловой мощности 8 – 10% возникает в ночные часы кратковременно. В эти часы возможен переход от качественного к количественному регулированию параметров теплосети вместо разворота водогрейного котла КВГМ-180.

Дополнительным обоснованием необходимости применения БДУ в КУ ПГУ-450 являются климатические параметры района расположения Санкт-Петербурга (табл. 3) [6].

Как видно из таблицы 3, максимальное количество дней приходится на температуры близкие к нулевой отметке и соответственно к минимальным тепловым нагрузкам и значительное количество дней данного периода может покрываться тепловой мощностью ПГУ-450 с использованием БДУ. Фактическая тепловая нагрузка потребителей уже при температуре наружного воздуха +3⁰С не превышает 315 Гкал/час, что обеспечивает ее покрытие работой ПГУ-450 без разворачивания в работу ПТУ-250 или водогрейных котлов КВГ. Из недостатков следует отметить: увеличение УРУТ ЭЭ на 3%; увеличение расхода газа на 15%; снижение КПД блока ПГУ-450 на 5%. Однако данные недостатки полностью перекрываются общим экономическим эффектом от разворота в

работу дополнительного теплофикационного оборудования ТЭЦ (табл. 4).

Таблица 3

Table 3

Климатические параметры Санкт-Петербурга

Climatic parameters of St. Petersburg

Период со среднесуточной температурой воздуха	Средняя температура воздуха (°C)	Продолжительность (сут.)
≤ 0°C	-5,1	139
≤ 8°C	-1,8	220
≤ 10°C	-0,9	239

*Источник: Экологический Портал Санкт-Петербурга <https://www.infoeco.ru/index.php?id=1091>
Source: St. Petersburg Environmental Portal <https://www.infoeco.ru/index.php?id=1091>.

Таблица 4

Table 4

Баланс тепловых мощностей в апреле и октябре при эксплуатации ПГУ-450 с БДУ

The balance of thermal capacities in April and October during operation PSU-450 with BDU

Месяц	Отпуск тепла Гкал/ч	Отпуск тепла Гкал/ч с БДУ	Небаланс	Средняя температура наружного воздуха
Апрель	347,6	320	-27,6	+9
Октябрь	356,5	320	-36,5	+8

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Приведенные в таблице 5 температуры наружного воздуха являются среднемесячными. Фактические температуры апреля и октября значительно разнятся в первой и второй половине каждого из рассматриваемых месяцев. В таблице 5 приведены средние температуры первой и второй половины октября 2021 г. и апреля 2022 г. в Санкт-Петербурге.

Таблица 5

Table 5

Средние температуры октября 2021г. и апреля 2022г. (Санкт-Петербург)

Average temperatures in October 2021 and April 2022 (St. Petersburg)

Период	День (t°C)	Ночь (t°C)	Средняя (t°C)
1-15 октября	+8,46	+5,26	+6,9
16-31 октября	+4,9	-0,76	+2,07
1-15 апреля	+4,3	-0,5	+1,9
16-30 апреля	+9,3	+3,53	+6,4

*Источник: Экологический Портал Санкт-Петербурга <https://www.infoeco.ru/index.php?id=1091>
Source: St. Petersburg Environmental Portal <https://www.infoeco.ru/index.php?id=1091>.

Из таблицы 5 видно, что диапазон изменения температуры колеблется в диапазоне 30-31%. Соответственно будет изменяться и нагрузка потребителей: 240,6-249 Гкал/час. Таким образом, максимальная мощность ПГУ-450 (237 Гкал/час) не покрывает фактическую нагрузку (среднесуточную) потребителей и для выдерживания нормального режима теплоснабжения возникает необходимость включения в работу Т-250 или водогрейного котла.

При включении в работу БДУ тепловая мощность ПГУ-450 увеличивается до 320 Гкал/час, что позволяет покрыть недостающую тепловую мощность. Таким образом, исключается работа Т-250 в режиме близком к конденсационному с УРУТ ээ 350 г/кВт*час, а вся тепловая нагрузка покрывается ПГУ-450, но с несколько ухудшенным УРУТ ээ равным 190 г/кВт*час [19].

Такой состав оборудования ТЭЦ обеспечивает максимально возможную экономическую эффективность работы станции на рынке электроэнергии с полным покрытием теплопотребления. Возникающий кратковременный небаланс тепловой мощности ПГУ с работающим ПГУ можно покрыть, переходя от качественному к количественному регулированию теплосети.

Заключение (Conclusions)

1. Применение БДУ эффективно решает проблему покрытия пиковых тепловых нагрузок в переходных периодах ОЗП (весна – лето; осень – зима).

2. Возможна длительная работа БДУ в течение всего периода работы блока ПГУ.

3. Наиболее целесообразно внедрение БДУ на блоках ПГУ, по которым истёк срок обязательств по договорам ДПМ. За счёт увеличения электрической мощности на 6% (в теплофикационном режиме) увеличивается оплата мощности в рынке КОМ.

4. Увеличение электрической мощности блока ПГУ при работе в конденсационном режиме на 11% позволяет минимизировать недопоставку мощности на ОРЭМ при температурах наружного воздуха выше + 15 градусов.

5. Несмотря на увеличение УРУТээ на 3% до 190 г/кВт*ч, производимая электрическая энергия остаётся конкурентноспособной на ОРЭМ.

Литература

1. Александров О.И., Радоман Н.В., Жуковская Т.Е. Минимизация дефицита мощности в энергосистеме с учетом межсистемных связей // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2013. № 5. С. 18-25.

2. Иванов И. В., Струговец С. А., Чечулин А. Ю. Перспективы использования газотурбинных технологий в энергетике России // Вестник УГАТУ. 2009 Т. 13. № 1 (34). С. 26–31.

3. Будовский В.П. Риск дефицита мощности энергосистемы //Электричество. 2009. № 8. С. 12-17.

4. Теплов Б.Д., Радин Ю.А. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности // Теплоэнергетика. 2019. № 5. С. 39-47

5. Верткин М.А., Колпаков С.П., Михайлов В.Е., Сухоруков Ю.Г., Хоменок Л.А. Совершенствование паросиловой части теплофикационных ПГУ с котлами-утилизаторами для ТЭЦ крупных городов РФ // Теплоэнергетика. 2021. №3. С.34-40.

6. Зверев Л.О., Злобин В.Г., Липатов Д.В., Зверева Э.Р. Применение блочного дожигающего устройства в котлах-утилизаторах ПГУ //Современные проблемы теории машин. 2023. № 15. С. 78-80.

7. Малахов С.В., Ольховский Г.Г., Трушечкин В.П., Хомиченко В.Н. Тепловые характеристики газотурбинных установок V-94.2, работающих в составе ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ // Электрические станции. 2004. №5. С. 9-16.

8. Морев В.Г., Любишин Г.А. Некоторые особенности ПГУ с дожигом топлива в утилизаторах теплоты выхлопных газов // Промышленная энергетика. 2019. № 2. С. 21-27.

9. Балашов Ю.А., Березинец П.А., Агеев А.В., Беляков А.В., Тарадай Д.В. Анализ возможности сокращения потерь мощности в охлаждаемой энергетической ГТУ //Теплоэнергетика. 2019. № 9. С. 32-41.

10. Щинников П.А., Корепанова Е.М. сравнительный анализ расходов топлива перспективными энергетическими установками на основе CO₂-циклов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2023. Т. 15. № 3 (59). С. 94-106.

11. Менделеев Д. И., Марьин Г. Е., Ахметшин А. Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока ПГУ-110 МВт на частичных нагрузках // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3(43). С. 47-56.

12. Marin G. E., Osipov B. M., Mendeleev D. I. Research on the influence of fuel gas on energy characteristics of a gas turbine// E3S Web of Conferences : 2019 International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems, SES 2019, Kazan, 18–20 сентября 2019 года. Vol. 124. – Kazan: EDP Sciences, 2019. – P. 05063. – DOI 10.1051/e3sconf/201912405063.

13. Барановский В. В., Короткова Т.Ю., Тененик Н. С. Парогазовые энергетические установки в производстве электрической и тепловой энергии. Расчет тепловой схемы утилизационной парогазовой тепловой электростанции. Учебно-методическое пособие // СПб.:ВШТЭ СПбГУПТД. 2022. 52 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://nizrp.narod.ru/metod/tsuitd/1665105334.pdf>. Дата доступа: 12.05.2024.

14. Garievskii M.V. Optimization of CCGT operating modes at variable loads taking into account equivalent operating hours // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Volume 1683. 042022. DOI: 10.1088/1742-6596/1683/4/042022

15. Stoppato A., Mirandola A., Meneghetti G., Lo Casto E. On the operation strategy of steam power plants working at variable load: Technical and economic issues // Energy. 2012. Vol. 37. Issue 1. pp. 228-236.

16. Зверева Э.Р., Дмитриев А.В., Шагеев М.Ф., Ахметвалиева Г.Р. Результаты промышленных испытаний карбонатной присадки к мазуту //Теплоэнергетика. 2017. № 8. С. 50-56.

17. Mathioudakis K., Stamatis A., Bonataki E. Allocating the causes of performance deterioration in combined cycle gas turbine plants // Transactions of the ASME. 2002. Vol. 124. P. 256-262.

18. Smith R.W., Polukort P., Maslak C.E. and other's Advanced Technology Combined Cycles // GE Power Systems, GER-3936A. 2001. P.20. [Электронный ресурс] URL: <https://>

www.governova.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/resources/reference/ger-3936a-advanced-technology-combined-cycles.pdf (дата обращения 21.06.2024 г.).

19. Зверев Л.О., Злобин В.Г., Липатов Д.В., Зверева Э.Р. Модернизация тепловой схемы ПГУ-450 с увеличением тепловой мощности отопительных отборов и сохранения суммарной электрической мощности с помощью блочного дожигающего устройства // Стратегия и тактика развития производственно-хозяйственных систем: сб. науч. тр. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. С. 109-111.

Авторы публикации

Зверев Леонид Олегович – аспирант Высшей школы технологий и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна (ВШТЭ СПбГУПТД).

Злобин Владимир Германович – канд. техн. наук, зав. кафедрой теплосиловых установок и тепловых двигателей Высшей школы технологий и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна (ВШТЭ СПбГУПТД).

Зверева Эльвира Рафиковна – д-р техн. наук, профессор кафедры «Инженерная экология и безопасность труда» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

References

1. Alexandrov O.I., Radoman N.V., Zhukovskaya T.E. Minimizing the power deficit in the power system, taking into account intersystem connections // Energy. Izvestia of higher educational institutions and energy associations of the CIS. 2013. No. 5. pp. 18-25.
2. Ivanov I. V., Strugovets S. A., Chechulin A. Yu. Prospects for the use of gas turbine technologies in the energy sector of Russia // Bulletin of UGATU.2009 Vol . 13. No. 1 (34). pp. 26-31.
3. Budovsky V.P. The risk of power shortage in the power system //Electricity. 2009. No. 8. pp. 12-17.
4. Teplov B.D., Radin Yu.A. Increasing the maneuverability and economic efficiency of CCGT operation in the conditions of the wholesale electricity and capacity market // Thermal power engineering. 2019. No. 5. pp. 39-47
5. Vertkin M.A., Kolpakov S.P., Mikhailov V.E., Sukhorukov Yu.G., Khomenok L.A. Improvement of the steam-powered part of thermal power plants with heat recovery boilers for CHP plants in large cities of the Russian Federation // Teploenergetika. 2021. No.3. pp.34-40.
6. Zverev L.O., Zlobin V.G., Lipatov D.V., Zvereva E.R. Application of a block afterburning device in CCGT waste boilers //Modern problems of the theory of machines. 2023. No. 15. pp. 78-80.
7. Malakhov S.V., Olkhovsky G.G., In Trushechkin.P., In Khomichenko.N. Thermal characteristics of gas turbine units with V-94.2 operating as part of CCGT-450T at the North-Western CHPP // Electric stations. 2004. No.5. pp. 9-16.
8. Morev V.G., Lyubishin G.A. Some features of CCGT with afterburning of fuel in exhaust heat exchangers //Industrial energy. 2019. No. 2. pp. 21-27.
9. Balashov Yu.A., Berezinets P.A., Ageev A.V., Belyakov A.V., Taradai D.V. Analysis of the possibility of reducing power losses in a cooled power GTU //Thermal power engineering. 2019. No. 9. pp. 32-41.
10. Shchinnikov P.A., Korepanova E.M. comparative analysis of fuel consumption by promising power plants based on CO2 cycles // Bulletin of the Kazan State Energy University. 2023. Vol. 15. No. 3 (59). pp. 94-106.
11. Mendelev D. I., Maryin G. E., Akhmetshin A. R. Indicators of the regime characteristics of the combined-cycle power unit PGU-110 MW at partial loads // Bulletin of the Kazan State Energy University. 2019. Vol. 11. No. 3(43). pp. 47-56.
12. Marin G. E., Osipov B. M., Mendelev D. I. Investigation of the effect of fuel gas on the energy characteristics of a gas turbine // E3S Web conferences : International Scientific and Technical Conference "Intelligent Energy Systems" 2019, SES 2019, Kazan, September 18-20, 2019. Volume 124. – Kazan: EDP Sciences, 2019. – p. 05063. – DOI 10.1051/e3sconf/201912405063.
13. Baranovsky, V. V., Korotkova T.Yu., Tenenik N. S. Combined-cycle power plants in the production of electric and thermal energy. Calculation of the thermal scheme of the utilization of a combined-cycle thermal power plant. Educational and methodological manual // St. Petersburg:HSE SPbGUPTD. 2022.

52 p. [Electronic resource]. Access mode <https://nizrp.narod.ru/metod/tsuitd/1665105334.pdf> . Access date: 12.05.2024.

14. Garievsky M.V. Optimization of CCGT operating modes under variable loads, taking into account equivalent operating hours // Physical Journal: Conference Series. 2020. Volume 1683. 042022. DOI: 10.1088/1742-6596/1683/4/042022

15. Stoppato A., Mirandola A., Meneghetti G., Lo Casto E. On the strategy of operation of steam power plants operating with variable load: technical and economic issues // Energy. 2012. Volume 37. Issue 1. pp. 228-236.

16. Zvereva E.R., Dmitriev A.V., Shageev M.F., Akhmetvalieva G.R. Results of industrial tests of a carbonate additive to fuel oil // Thermal power engineering. 2017. No. 8. pp. 50-56.

17. Matiudakis K., Stamatis A., Bonataki E. Determining the causes of deterioration in the performance of combined cycle gas turbine plants // Proceedings of ASME. 2002. Volume 124. pp. 256-262.

18. Smith R.W., Polukort P., Maslak C.E. and other's Advanced Technology Combined Cycles // GE Power Systems, GER-3936A. 2001. p.20. [Electronic resource] URL: https://www.governova.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/resources/reference/ger-3936a-advanced-technology-combined-cycles.pdf (accessed 06/21/2024).

19. Zverev L.O., Zlobin V.G., Lipatov D.V., Zvereva E.R. Modernization of the thermal circuit of the PGU-450 with an increase in the thermal power of heating selections and preservation of the total electric power using a block afterburning device // Strategy and tactics of development of production and economic systems: collection of scientific tr. - Gomel: Sukhoi State Technical University, 2023. pp. 109-111.

Authors of the publication

Leonid O. Zverev – St. Petersburg State University of Industrial Technologies and Design, Saint Petersburg, Russia.

Vladimir G. Zlobin – St. Petersburg State University of Industrial Technologies and Design, Saint Petersburg, Russia.

Elvira R. Zvereva – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено **01.08.2024 г.**

Отредактировано **29.08.2024 г.**

Принято **16.09.2024 г.**