



Научная статья

УДК 621.165

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-426-438>

Оценка модернизации схемы основного конденсата энергоблока № 5 ТЭЦ-10 с применением его настроенной математической модели

Федор Викторович Забуга^{1✉}, Виталий Эдуардович Алексеюк²^{1,2}Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия¹ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго», Иркутск, Россия¹xpbellow@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2298-3530>²alexeyuk.vitaliy@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4226-0519>

Резюме. Цель – исследование изменения технологической схемы основного конденсата на энергетическую и экономическую эффективность эксплуатации энергоблока №5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания» с применением его настроенной математической модели. Математическое моделирование исследуемого энергоблока выполнялось в программно-вычислительном комплексе «Система машинного построения программ». Построенная математическая модель была верифицирована по результатам замеров контрольных параметров в нескольких режимах работы в соответствии с трехэтапной методикой идентификации математических моделей сложных теплоэнергетических установок. Авторами предложен оригинальный подход модернизации тепловой схемы основного конденсата энергоблока с целью снижения удельного расхода топлива на собственные нужды. Идея заключается во включении в схему основного конденсата дополнительного насоса уплотнений питательных электронасосов блока 1Кс-20-110, который позволит решить проблему неправильного выбора конденсатных насосов данного энергоблока. Показано, что перераспределение потока основного конденсата между конденсатными насосами энергоблока и предлагаемым насосом уплотнений 1Кс-20-110 приводит к снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 0,32 г.у.т/кВт·ч в диапазоне электрических нагрузок от 137 до 150 МВт. В результате КПД нетто энергоблока увеличится на 0,03%. Также следует отметить, что данная модернизация позволит снизить расход электроэнергии на собственные нужды при нахождении питательного электронасоса в режиме аварийного резерва на остановленном энергоблоке. На основании выполненных энергетических и экономических расчетов было показано, что экономия электроэнергии по данным 2019 г. могла составить 82653 кВт·ч, а общая экономия средств за год оценивается в 78030 руб. Таким образом, проведенные исследования демонстрируют высокую эффективность применения аппарата математического моделирования при изучении и оптимизации действующих теплоэнергетических установок.

Ключевые слова: угольный энергоблок, собственные нужды, математическое моделирование, идентификация параметров, конденсатный электронасос, питательный электронасос

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Для цитирования: Забуга Ф. В., Алексеюк В. Э. Оценка модернизации схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с применением его настроенной математической модели // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 3. С. 426–438. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-426-438>.

Evaluation of a modernization project of the main condensate scheme at CHP-10 power unit No. 5 using its customized simulation model

Fedor V. Zabuga^{1✉}, Vitaliy E. Alekseyuk²

^{1,2}Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

¹Engineering Center "Irkutskenergo" LLC, Irkutsk, Russia

¹xpbellow@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2298-3530>

²alekseyuk.vitaliy@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4226-0519>

Abstract. We investigate the effect of modernizing the main condensate scheme applied at the power unit No.5, CHP-10 of Baikal Energy Company LLC, on its energy and economic efficiency using a customized simulation model. Simulation modelling was carried out in the *Machine Program Building System* software environment. The constructed model was verified using the results of measuring control parameters in several operating modes according to a three-stage procedure of verifying the mathematical models of complex thermal power units. We propose an original approach to modernizing the main condensate thermal scheme at the power unit under study in order to reduce the specific fuel consumption for balance-of-plant needs. The idea was to expand the main condensate scheme by including an additional sealing pump to the feedwater electric pumps of the 1Ks-20-110 unit in order to avoid the incorrect selection of condensate pumps. The study showed that the redistribution of the main condensate flow between the existing condensate pumps and the proposed 1Ks-20-110 sealing pump leads to a reduction in the specific fuel consumption for the electric energy generation to 0.32 g of fuel per kWh across the range of electrical loads from 137 to 150 mW. As a result, the net efficiency of the power unit can be raised by 0.03%. It should be noted that the proposed modernization project may reduce the consumption of electricity for balance-of-plant needs when the feedwater electric pump is switched to the standby mode during an emergency shutdown of the power unit. Based on the performed energy and economic calculations, energy savings for the period of 2019 comprise 82,653 kWh, while the total annual savings are estimated at 78,030 rubles. Thus, the conducted research demonstrates the high efficiency of applying simulation modelling in the study and optimization of existing thermal power plants.

Keywords: coal-fired power unit, auxiliaries, mathematical modeling, parameter identification, condensate electric pump, feed electric pump

Acknowledgement: The work was carried out within the framework of the draft state task (no. FWEU -2021-0005) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation for the period from 2021 to 2030 using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Project no. 13. Multi-Access Research Center 21.0038).

For citation: Zabuga F. V., Alekseyuk V. E. Evaluation of a modernization project of the main condensate scheme at CHP-10 power unit No. 5 using its customized simulation model. *iPolytech Journal*. 2022;26(3):426-438. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-426-438>.

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных проблем современного энергетического производства на российских тепловых электростанциях (ТЭС) является снижение экономичности их работы из-за повышенного потребления энергии на собственные нужды электростанции. Собственные нужды электростанции (СН) – это комплекс вспомогательного электрического оборудования электростанции, который обеспечивает бесперебойную работу ее основных агрегатов: паровых котлов, паровых турбин и турбогенераторов. В состав СН входят следующие: силовая и осветительная

электросети станции, аккумуляторные установки, аварийные источники электропитания, электродвигатели всех механизмов – водяных и масляных насосов, вентиляторов, а на наиболее распространенных тепловых электростанциях – механизмов разгрузки железнодорожных вагонов, подачи топлива, угледробления и пылеприготовления. Согласно проведенным исследованиям, для пылеугольного энергоблока мощностью 200 МВт около 71% этих потерь приходится на двигатели 6 кВ и 0,4 кВ [1]. Максимальное значение этих потерь может быть определено в зависимости от типа электростанции и выра-

жено в процентах от ее установленной мощности. Для энергетической установки, исследуемой в данной работе, это значение составляет от 6,6 до 7,1% установленной мощности. Таким образом, исследования, направленные на снижение расхода электроэнергии ТЭС на собственные нужды, применительно к действующим теплоэнергетическим установкам, являются весьма актуальными.

Ранее были исследованы некоторые пути снижения расхода СН на электростанциях. В работе Г. Б. Лазарева [1] рассматриваются основные способы снижения потерь электроэнергии в технологических комплексах СН ТЭС, позволяющие повысить эффективность топливоиспользования. Один из способов заключается в применении гидромфут, устройств, обеспечивающих регулирование частоты вращения насосных и вентиляторных установок, изменяя скольжение их приводных асинхронных двигателей. Другой способ снижения расхода электроэнергии на СН заключается в регулировании частоты вращения механизмов СН с помощью паротурбинного привода. Данный способ является типовым решением в отечественной электроэнергетике для турбопитательных насосов котлов энергоблоков мощностью 300–800 МВт. К следующему способу можно отнести электрическое регулирование, реализуемое на основе электроприводов с изменяемой частотой вращения, которое позволяет обеспечить оптимальное управление технологическими комплексами СН ТЭС. Такое регулирование является эффективным инструментом снижения потерь и увеличения рационального топливоиспользования. Именно по этой причине в мировой практике для регулирования частоты вращения асинхронных двигателей турбомеханизмов (насосов, вентиляторов) преимущественное применение получили двухзвенные преобразователи с регулируемой выходной частотой.

В работе [2] авторами рассматривается возможность повышения эффективности энергетического оборудования Тахиаташской ТЭЦ путем применения частотно-регулируемого электропривода питательного насоса мощностью 4000 кВт. На основании

выполненных расчетов авторы приходят к выводу о снижении потерь в двигателе насоса на 50 кВт/ч. Рост КПД двигателя составил 0,013%.

В работе Р. Р. Сизова [3] для снижения удельного расхода электроэнергии на СН энергоблока станционного № 8 Заинской ГРЭС предлагается изменение схемы газоздушного тракта котлоагрегата с целью снижения его сопротивления. Удаление из схемы энергетического парового калорифера и использование взамен вентилятора рециркуляции горячего воздуха для его нормативного подогрева позволили снизить расход электроэнергии на привод тягодутьевых машин. Экономия топлива от реализации указанных мероприятий с учетом работы энергоблока ст. № 8 в течение 2976 ч (фактическая наработка за 2014 г.) составила 327,4 т.у.т/год. Экономия в денежном выражении составила 1130 тыс. руб.

Для повышения эффективности работы исследуемой в данной работе энергетической установки авторами предложен альтернативный способ решения данной проблемы, связанный с включением в схему основного конденсата дополнительного насоса уплотнений питательных электронасосов (ПЭН) блока 1Кс-20-110. Рассматривается возможность модернизации технологической схемы основного конденсата энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» с целью снижения удельного расхода электроэнергии на привод конденсатных насосов (КЭН), что позволит повысить энергетическую и экономическую эффективность эксплуатации данной установки. Для выполнения необходимых расчетов используется разработанная авторами верифицированная математическая модель данной энергоустановки.

АНАЛИЗ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА

Технологическая схема основного конденсата энергоблока № 5 была спроектирована в середине 50-х годов прошлого века и применялась для первой серии энергетических установок данного типа. В ходе многолетней эксплуатации подобных дубль-блоков

первой серии в СССР был выявлен ряд проблем, снижающих экономичность и надежность работы данного оборудования. В ходе анализа были сформулированы технические решения, повышающие экономичность и надежность данного оборудования, что привело к многочисленным модернизациям технологических схем энергоблоков более позднего года постройки. На ТЭЦ-10 эти изменения были реализованы не в полной мере.

К одной из таких проблем относится повышенный расход электроэнергии на собственные нужды конденсатных насосов блока. На первых блоках с турбинами К-160-130 отчасти неверно были выбраны конденсатные насосы. Устанавливались три насоса типа 12КсВ 9х4 производительностью 320 м³/ч каждый, при напоре 1,56 МПа. Хотя номинальная производительность одного насоса почти соответствовала номинальной нагрузке турбины, однако в реальных условиях эксплуатации вследствие повышенного сопротивления сети и наличия значительной постоянной рециркуляции конденсата, в работе, как правило, находились два насоса, нагруженные не более чем на 50–55% каждый. Это обстоятельство приводило к значительному перерасходу электроэнергии на собственные нужды станции. Поэтому на последующих блоках перешли к установке двух новых конденсатных насосов типа 16 КсВ 11х4 производительностью 470 м³/ч каждый, при напоре 1,56 МПа. Начиная с конца 1970-х годов, насосы типа 16 КсВ 11х4 заменяются новыми унифицированными конденсатными насосами типа КсВ 500-150 производительностью 500 м³/ч при напоре 1,47 МПа» [4].

Замена действующих конденсатных насосов 12КсВ 9х4 на более подходящие по производительности КсВ 500-150³ на сегодняшний день требует весомых капиталовложе-

ний, так как стоимость только одного такого насоса в настоящее время составляет 900 тыс. руб. С другой стороны, решение данной проблемы может быть выполнено путем включения в схему основного конденсата дополнительного насоса, который будет выполнять функцию технологически необходимой рециркуляции – подачи холодного конденсата на уплотнение рабочих валов ПЭН блока в местах выхода вала из корпуса насоса с последующим его сливом в паровое пространство конденсатора. Эта необходимость обусловлена конструктивной особенностью типа используемых уплотнений питательных насосов.

Щелевые уплотнения относятся к бесконтактным уплотнениям и применяются в крупных насосах, эксплуатация которых должна быть исключительно надежной при длительных межремонтных периодах (25000 ч и более)⁴. Уплотнения этого типа негерметичны, и выброс жидкости, перемещаемой насосом, предотвращается дросселированием протечек и подводом «запирающей» жидкости с необходимым давлением от стороннего источника. Они широко распространены в питательных насосах крупных энергетических блоков⁵. Для обеспечения минимальных перетечек в уплотнениях необходимо свести к минимуму перепады давлений между подводимой холодной и «запираемой» горячей водой. Для этого устанавливают специальные регуляторы перепада давлений. Также регулирование протечек осуществляется по импульсу от температуры слива воды из уплотнений.

В действующей технологической схеме предусмотрены оба вышеперечисленных способа регулирования. Для регулирования подачи конденсата на передние уплотнения (сторона всаса) всех питательных насосов используется импульс по перепаду давлений

³Насос КсВ 500-150-1-С // Аквапрофит [Электронный ресурс]. URL: https://akvaprofit.pulscen.ru/goods/15982060-pasos_xv_500_150_1_s (19.01.2022).

⁴Зимницкий В. А., Умов В. А. Лопастные насосы: справочник. Л.: Изд-во «Машиностроение», Ленингр. отд-ние, 1986. 334 с.

⁵Черкасский В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учеб. для теплоэнергетических специальностей вузов. М.: Изд-во «Энергоатомиздат», 1984. 416 с.

⁶Общее описание конструкции турбины на примере К-160-130 [Электронный ресурс]. URL: <http://helpinginer.ru/obshhee-opisanie-konstrukcii-turbine-na-primere-k-160-130/> (19.01.2022).

в трубопроводе подачи конденсата на передние уплотнения после регулятора и в коллекторе всаса насосов. Команда подается на один общий регулятор, который поддерживает перепад 0,0294 МПа. Для регулирования подачи конденсата на заднее уплотнение (сторона напора) каждого из питательных насосов используется импульс по температуре воды, сливаемой из внутренней камеры заднего уплотнения. Команды подаются на индивидуальные регуляторы, которые поддерживают указанную температуру на уровне 70°C⁶. Следует отметить, что на практике работа данной автоматики не реализована в полной мере и расход конденсата устанавливается с некоторым запасом – для всех режимов работы с расходом «уплотняющего» конденсата как для номинального режима.

Для корректного выбора типа и модели нового элемента технологической схемы – насоса, обеспечивающего подачу конденсата на уплотнения ПЭН, необходимо определить его технические характеристики с учетом параметров рабочей среды. Действующая технологическая схема блока включает три питательных насоса: 2 насоса ПЭ-580-200 и 1 насос ПЭ-320-200. Суммарный расход конденсата, необходимого на уплотнение ПЭН блока, был определен в ходе испытаний и во всем рабочем диапазоне энергоблока составил порядка 6,67 кг/с.

Исходя из условий эксплуатации, было определено минимально допустимое давление на напоре насоса уплотнений ПЭН. Оно равняется сумме давления на всасе питательных насосов (0,7845 МПа – для номинального режима работы энергоблока), требуемого перепада давлений в трубопроводе подачи конденсата на уплотнения и коллекторе всаса ПЭН (0,0294 МПа), а также величины падения давления ввиду гидравлического сопротивления участка трубопровода от насоса уплотнений до регуляторов уплотнений ПЭН (0,034 МПа). В результате вычислений значение минимально допустимого давления, развиваемого насосом уплотнений ПЭН, составило 0,848 МПа. Учитывая все вышеперечисленные условия, был произведен выбор насоса. Насос 1Кс-20-110⁷ полностью удовлетворяет требованиям, представ-

ленным выше. Технические характеристики данного насоса представлены в табл. 1. На рис. 1 представлена его заводская напорная характеристика.

Монтаж выбранного насоса уплотнений ПЭН предлагается выполнить в прямке конденсатора турбоагрегата № 5 на отметке «-2» м для обеспечения, требуемого заводом-изготовителем кавитационного запаса (2 м). Для повышения надежности работы модернизированной схемы уплотнений ПЭН также рекомендуется установить электропривод на задвижку перед фильтром от КЭН с возможностью управления ею с блочного щита управления энергоблоком. Это мероприятие позволит повысить надежность работы оборудования – незамедлительно подать конденсат на уплотнения ПЭН от КЭН при аварийном выходе из строя насоса 1Кс20-110. Предложенная в данной работе модернизация схемы основного конденсата блока представлена на рис. 2 толстой линией.

Таблица 1. Техническая характеристика насоса 1Кс-20-110

Table 1. 1Ks-20-110 pump performance specifications

Параметр, единица измерения	Значение
Тип конструкции насоса	многоступенчатые (секционные)
Температура перекачиваемой жидкости – не более, °С	160
Масса насоса, кг	145
Номинальная подача воды, м ³ /ч	20
Напор, м	110
Максимальная потребляемая насосом мощность, кВт	13,5
КПД насоса, %	58
Частота вращения, об/мин	2950
Допускаемый кавитационный запас – не более, м	1,5
Средний ресурс до капитального ремонта, ч	32000

Для корректного отображения результатов расчетов расхода электроэнергии на СН энергоблока для различных режимов его работы для конденсатных насосов была использована математическая модель, описывающая динамику изменения напора и КПД в

зависимости от производительности. Уравнения, описывающие данные зависимости, были получены из заводской технической характеристики данного оборудования. Новый элемент технологической схемы – насос 1Кс20-110 на всех режимах работает с постоянным расходом 6,67 кг/с. Учитывая это обстоятельство, из технической характеристики насоса были взяты соответствующие данному расходу значения напора, мощности и КПД и зафиксированы в его математической модели⁸.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Все исследования и расчеты, представленные в данной работе, были выполнены с применением разработанной авторами подробной математической модели энергоблока №5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК», описанной в [5–8]. Данная модель была построена с помощью разработанного в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ», позволяющего разрабатывать математиче-

ские модели сложных теплоэнергетических установок, состоящих из сотен элементов, соединенных между собой материальными и энергетическими потоками [9, 10]. Достоверность результатов вычислительных экспериментов подтверждается адекватностью математической модели энергоблока, которая была с достаточной точностью настроена с учетом фактического состояния исследуемой установки по результатам замеров контрольных параметров, выполненных в нескольких режимах работы установки.

Для верификации математической модели энергоблока использовалась разработанная авторами трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей сложных теплоэнергетических установок [11–15]. Данная методика позволяет эффективно выявлять «плохие» замеры контрольных параметров, погрешности которых выходят далеко за границы заявленного класса точности используемых средств измерения, и добиваться высокой точности настройки коэффициентов математической модели исследуемой установки. В согласии с данной

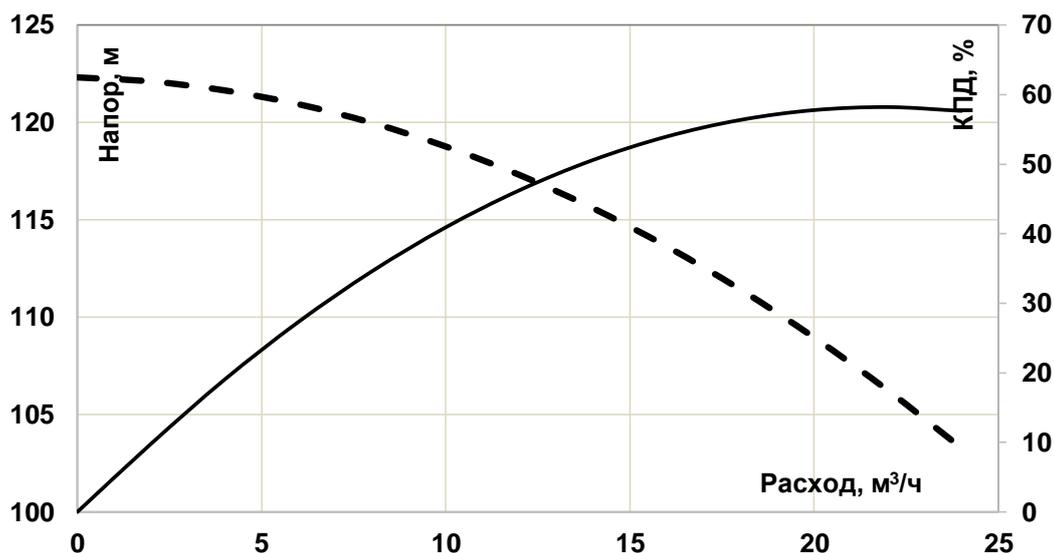


Рис. 1. Напорная характеристика насоса 1Кс-20-110
Fig. 1. Head capacity characteristic of 1Ks-20-110 pump

⁷Насосы и оборудование. Насосы 1Кс-20-110 конденсатные. [Электронный ресурс]. URL: https://www.hms-livgidromash.ru/catalog/nasosy/1ks/1ks_20_110_model_35737.html (19.01.2022).

⁸Н49.897.00.000 РЭ. Руководство по эксплуатации. Насосы центробежные конденсатные типа 1Кс и агрегаты электронасосные на их основе [Электронный ресурс]. URL: https://www.hms-livgidromash.ru/upload/iblock/abb/pasport_rukovodstvo_nasos_1Ks_N49.897.00.000.pdf (19.01.2022).

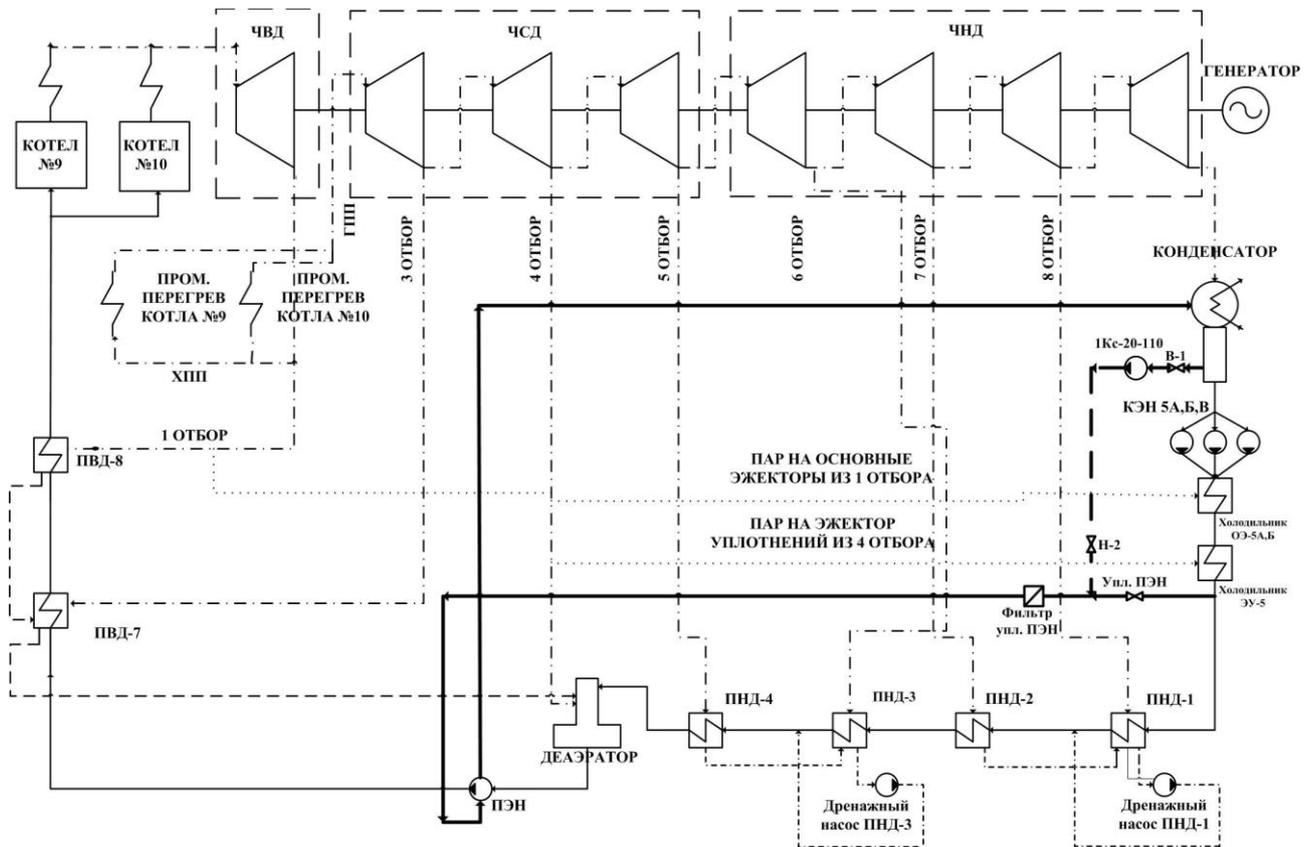


Рис. 2. Модернизация тепловой схемы основного конденсата энергоблока (ХПП – холодная нитка пара промежуточного перегрева; ГПП – горячая нитка пара промежуточного перегрева; ПЭН – питательный электронасос; КЭН – конденсатный электронасос; ЧВД – часть высокого давления;

ЧСД – часть среднего давления; ЧНД – часть низкого давления; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления)

Fig. 2. Modernization of the thermal circuit of the power unit main condensate (ХПП – cold leg of steam reheat; ГПП – hot leg of steam reheat; ПЭН – feed electric pump; КЭН – condensate electric pump; ЧВД – high pressure section; ЧСД – intermediate pressure section; ЧНД – low pressure section; ПВД – high pressure regenerative heater; ПНД – low pressure regenerative heater)

методикой, первой решается оптимизационная задача на минимум максимального относительного отклонения измеряемых параметров от вычисляемых на модели. Такая постановка задачи значительно упрощает исключение выбросов («плохих» замеров). Необходимо добиться того, чтобы оптимальное значение максимального относительного отклонения составляло 3 или меньше. В таком случае по широко известному «правилу трех сигм» все случайные погрешности, распределенные по нормальному закону, можно объяснить несовершенством измерительных приборов [16]. Далее решается оптимизационная задача на минимум суммы квадратов всех относительных отклонений измеряемых параметров, которая позволяет добиться наилучшей сходимости разработанной математической модели с текущими режимами

работы действующего энергоблока [17].

Оптимизационные расчеты, необходимые для идентификации параметров и оценивания состояния математической модели энергоблока, производились модифицированным градиентным методом, разработанным в ИСЭМ СО РАН [18–20]. Данный метод позволяет решать оптимизационные задачи больших размерностей (тысячи оптимизируемых параметров, ограничений-равенств и ограничений неравенств) с высокой точностью.

ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСТРОЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА

Результаты расчетов математической модели для действующей и измененной схемы основного конденсата энергоблока пред-

ставлены в табл. 2. Наблюдается снижение расхода электроэнергии на СН энергоблока в диапазоне нагрузок от 137 до 150 МВт за счет отсутствия необходимости включения в параллельную работу второго КЭН. Помимо этого, следует отметить дополнительное снижение удельного расхода топлива за счет подачи холодного конденсата из конденсаторосборника на уплотнения ПЭН, а не предварительно нагретого в холодильниках основных эжекторов и эжектора уплотнений турбины. В результате тепло конденсата сохраняется в цикле, а не теряется напрасно с охлаждающей водой в конденсационной установке.

Расчеты модели наглядно демонстрируют возможность взятия номинальной нагрузки блока с одним работающим КЭН и насосом уплотнений ПЭН 1Кс-20-110. На рис. 3 пред-

ставлена полученная с применением настроенной математической модели зависимость расхода основного конденсата на напоре КЭН от электрической нагрузки энергоблока для действующей схемы энергоблока.

Ежегодно, преимущественно в летние периоды, ТЭЦ-10 работает с минимальным составом включенного в работу основного оборудования. В данных условиях возникает необходимость резервирования общестанционного коллектора «Впрыск 60 ата» от ПЭН энергоблока, находящегося в резерве. Для этого собираются тепловая и электрическая схемы ПЭН, открывается задвижка на резервируемый коллектор. В случае аварийного снижения в нем давления резервный ПЭН включается в работу. При сборке тепловой схемы включается КЭН блока со сбросом

Таблица 2. Результаты расчетов для действующей и измененной схемы основного конденсата энергоблока при различных режимах работы

Table 2. Calculation results for the current and modified circuit of the power unit main condensate for various operating modes

Параметры, ед. измерения	Режим 114 МВт	Режим 133 МВт	Режим 136 МВт	Режим 140 МВт	Режим 150 МВт
Напор группы конденсатных насосов (действующая тепловая схема), МПа	1,724	1,626	1,596	1,885	1,876
Напор конденсатного насоса (измененная тепловая схема; работает 1 конденсатный насос и насос уплотнений питательных электронасосов), МПа	–	–	–	1,621	1,583
Расход основного конденсата на напоре группы конденсатных насосов (действующая тепловая схема), кг/с	82,72	95,28	98,83	102,61	107,78
Расход основного конденсата на напоре конденсатного насоса (измененная тепловая схема), кг/с	–	–	–	96,03	100,25
Расход электроэнергии на перекачку основного конденсата (действующая тепловая схема), кВт	175,8	190,3	194,8	290,5	295,2
Расход электроэнергии на перекачку основного конденсата (измененная тепловая схема), кВт	–	–	–	203,2	208,4
КПД нетто энергоблока (действующая тепловая схема), %	32,852	33,648	33,489	33,014	33,305
КПД нетто энергоблока (измененная тепловая схема), %	–	–	–	33,041	33,335
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (действующая тепловая схема), г у.т./кВт·ч	373,98	365,13	366,86	372,14	368,89
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (измененная тепловая схема), г у.т./кВт·ч	–	–	–	371,84	368,56

основной части конденсата через рециркуляцию в конденсатор и открывается подача конденсата на щелевые уплотнения находящегося в резерве ПЭН. При этом по результатам проведенных замеров 50,6 кг/с конденсата сбрасываются в конденсатор, и 3,3 кг/с конденсата поступает на уплотнения ПЭН, находящегося в резерве. Предложенную в настоящей работе модернизацию технологической схемы можно применить в данных условиях для снижения расхода электроэнергии на СН. Подача конденсата на уплотнения резервного ПЭН от насоса 1Кс20-110 позволит исключить необходимость включения КЭН блока. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

В табл. 4 представлены капиталовложения, необходимые на приобретение насоса

1Кс-20-110⁹, труб соответствующих диаметров и запорной арматуры¹⁰, а также стоимость монтажных работ^{11,12}.

Из табл. 4 видно, что для реализации предложенной модернизации необходимо затратить 227900 руб. на приобретение и доставку насоса, арматуры и труб соответствующих диаметров и 60377 руб. на монтажные работы. Общие затраты на осуществление проекта составят 288277 руб.

В производственно-техническом отделе ТЭЦ-10 были получены технико-экономические показатели работы энергоблока № 5 за 2019 г. Эти данные представлены в табл. 5. Показатели экономической эффективности предложенной модернизации технологической схемы основного конденсата энергоблока приведены в табл. 6.

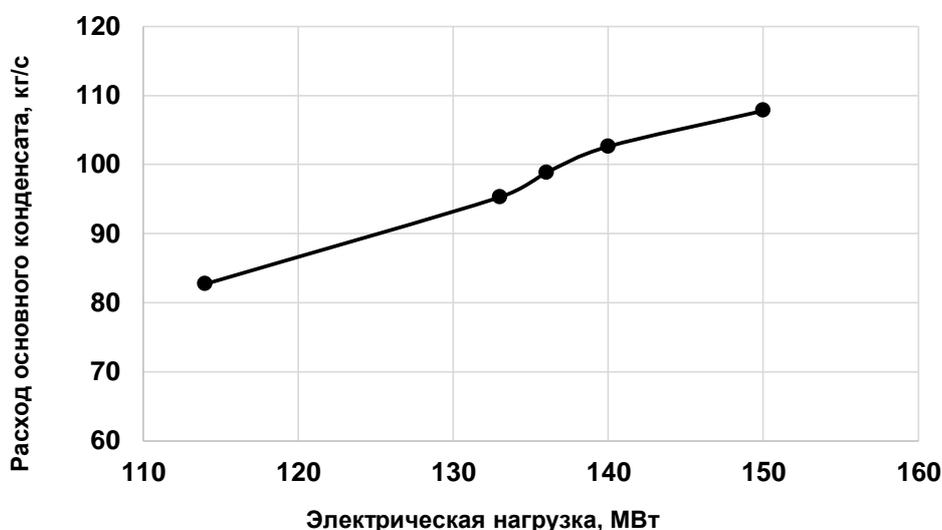


Рис. 3. Зависимость расхода основного конденсата от электрической нагрузки энергоблока
Fig. 3. Main condensate flow rate vs power unit electrical load

Таблица 3. Экономия средств в результате внедрения предложенных мероприятий
Table 3. Savings as a result of proposed activity implementation

Показатель, единица измерения	Значение
Продолжительность нахождения питательных электронасосов 5А в резерве (данные за 2019 г.), ч	360
Расход электроэнергии на привод конденсатного насоса блока (действующая схема), кВт/ч	146,8
Расход электроэнергии на привод насоса 1Кс20-110, кВт/ч	8,6
Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды при работе по модернизированной схеме, кВт/ч	138,2
Снижение расхода электроэнергии за год (данные 2019 г.), кВт/ч	49748,4
Стоимость 1 кВт/ч потребляемой из внешней сети электроэнергии для станции (данные 2019 г.), руб.	0,82
Экономия средств по данным, руб.	40794

Таблица 4. Необходимые для модернизации схемы капиталовложения
Table 4. Investment required for circuit modernization

Наименование	Требуемое количество	Стоимость, руб.
Насос 1Кс-20-110	1 шт	203679
Доставка насоса до г. Иркутск транспортной компанией	–	5842
Изготовление фундаментной плиты насоса с монтажом крепежных болтов насоса и электродвигателя	–	19825
Труба 89х3,5мм (ст.20 ГОСТ 8732-78)	8 м	2768
Труба 57х3,5мм (ст.20 ГОСТ 8732-78)	3 м	661
Задвижка d,50 30С41НЖ Р _у 16	1 шт	3900
Задвижка d,80 30С41НЖ Р _у 16	1 шт	5600
Клапан обратный d,50	1 шт	550
Доставка труб и арматуры	–	4900
Монтаж насоса, трубопроводов и арматуры	–	29672
Электромонтажные работы (подключение насоса, прокладка кабеля, материалы)	–	10880
ИТОГО:	–	288277

Таблица 5. Техничко-экономические показатели работы энергоблока за 2019 г.
Table 5. Technical and economic performances of the power unit for 2019

Показатель, единица измерения	Значение
Продолжительность работы, ч	4679
Продолжительность работы с N _{эл.} ≥ 137 МВт, ч	378
Выработка электроэнергии, кВт·ч	499441394
Удельный расход условного топлива, г.у.т/кВт·ч	391,3
Средняя цена условного топлива, руб/т.у.т.	2227,65

Таблица 6. Показатели энергетической эффективности модернизации тепловой схемы энергоблока
Table 6. Indicators of energy efficiency of power unit thermal circuit modernization

Показатель, единица измерения	Значение
Снижение удельного расхода топлива, г.у.т/кВт·ч	0,32
Экономия топлива за год, т.у.т.	17,42
Экономия средств (работа энергоблока с N _{эл.} ≥137 МВт), руб.	38801
Экономия средств (резервирование коллектора «Впрыск 60 ата»), руб.	40794
Общая экономия средств, руб.	79596
Дополнительные капиталовложения, руб.	288277
Дополнительные затраты на амортизацию, руб.	14414
Экономический эффект, %	23
Срок окупаемости, год	4,4

⁹Цена на конденсатные насосы типа 1Кс в г. Санкт-Петербург // ООО «ЛенЭлектроМаш» [Электронный ресурс]. URL: <http://lemspb.ru/kondensatnye-tipa-1ks/1ks20-110/> (23.01.2022).

¹⁰Металлопрокат в ассортименте // Компания ПКФ «Айсберг АС» [Электронный ресурс]. URL: <https://metall-38.ru/> (23.01.2022).

¹¹Гондарь А. В., Трофимов Ю. В., Шар Б. И., Осипов О. Б. Базовые цены на работы по ремонту энергетического оборудования, адекватные условиям функционирования конкурентного рынка услуг по ремонту и техперевооружению. М., 2002 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293831/4293831782.htm> (24.01.2022).

¹²Трофимов Ю. В., Шар Б. И. РД 153-34.1-20.607-2002 Методические указания по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования. М., 2002 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817167.htm> (19.01.2022).

Табл. 6 демонстрирует, что при работе энергоблока № 5 в течение года с $N_{эл} \geq 137$ МВт продолжительностью 378 ч (16 сут) и нахождении в резерве ПЭН, входящих в его состав, в течение 360 ч (15 сут), срок окупаемости предложенной модернизации его технологической схемы составит 4 года 5 мес. Следует отметить, что в последние два года для генерирующего оборудования ТЭЦ-10 преобладают диспетчерские графики с минимальными электрическими нагрузками. Если в обозримом будущем на рынке мощности произойдут перемены и число часов работы оборудования сместится в зону номинальных нагрузок, то срок окупаемости предложенной модернизации может значительно сократиться. Так, по данным за 2015 г. продолжительность работы энергоблока № 5 с $N_{эл} \geq 137$ МВт составила 2173 ч (3 мес.). В этом случае затраты окупятся бы за 1 год и 2 месяца, а экономический эффект был бы равен 87%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В действующей технологической схеме основного конденсата энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» были выявлены потери, которые приводят к повышенному расходу электроэнергии на собственные нужды. Авторами был предложен оригинальный подход модернизации тепловой схемы основного кон-

денсата энергоблока, заключающийся во включении в схему основного конденсата дополнительного насоса уплотнений питательных электронасосов блока.

Перераспределение потока основного конденсата между конденсатными насосами энергоблока и предлагаемым насосом уплотнений 1Кс-20-110, согласно расчетам настроенной математической модели энергоблока, приведет к снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 0,32 г.у.т/кВт·ч в диапазоне электрических нагрузок от 137 до 150 МВт. В результате КПД нетто энергоблока увеличится на 0,03%. Учитывая технико-экономические показатели работы энергоблока за 2019 г., в этом диапазоне электрических нагрузок экономия средств составила бы 78030 руб.

Представленная авторами модернизация позволяет уменьшить удельный расход электроэнергии на собственные нужды энергоблока и, следовательно, повысить эффективность работы исследуемого оборудования при сохранении надежности в условиях реальной эксплуатации. Кроме того, данная работа демонстрирует высокую эффективность применения аппарата математического моделирования при исследовании и оптимизации действующих теплоэнергетических установок и электростанций.

Список источников

1. Лазарев Г. Б. Управление эффективностью механизмов собственных нужд ТЭС // Научно-технический журнал «Энергия единой сети». 2012. № 5. С. 58–67.
2. Нажимова А. М., Хабибулина А. Х. Энергоресурсосбережение в системе собственных нужд теплоэлектростанции // Электротехнические системы и комплексы. 2013. № 21. С. 293–297.
3. Сизов Р. Р. Снижение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды энергоблока ст. № 8 Заинской ГРЭС // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2015. № 3. С. 129–131.
4. Соболев С. П. Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ. М.: Изд-во «Энергия», 1980. 192 с.
5. Забуга Ф. В. Использование математической модели паровой турбины К-160-130 для модернизации ее технологической схемы // Системные исследования в энергетике: тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 47. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2017. С. 56–61.
6. Забуга Ф. В. Использование математической модели энергоблока для модернизации его технологической схемы // Системные исследования в энергетике: тр. молодых ученых Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Вып. 48. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2016. С. 51–56.
7. Забуга Ф. В., Алексеюк В. Э. Исследования на основе математического моделирования энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания» для оценки эффективности его модернизации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. № 2. С. 183–195. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-2-183-195>.
8. Zabuga F., Alekseiuk V. Research based on mathematical modeling of CHP-10 power unit No 5 “Baikal Energy Company” LLC to assess the efficiency of its modernization // Energy Systems Research 2021: Proceedings International Conference of Young Scientists. E3S Web Conference. 2021. Vol. 289. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128902002>.
9. Клер А. М., Деканова Н. П., Скрипкин С. К., Михеев А. В., Корнеева З. Р., Орехов А. Б. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. Новоси-

бирск: «Наука», Сиб. предприятие РАН, 1997. 120 с.

10. Клер А. М., Тюрин Э. А. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2016. 298 с.

11. Alexeyuk V. E. An improved technique for identification of mathematical models of thermal power equipment // *Energy Systems Research*. 2018. Vol. 1. No. 3. P. 53–60. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.03.0007>.

12. Алексеюк В. Э., Максимов А. С., Сафронов П. Г. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования // *iPolytech Journal*. 2019. Т. 23. № 3. С. 503–515. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2019-3-503-515>.

13. Клер А. М., Алексеюк В. Э. Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования // *Научный вестник Новосибирского государственного технического университета*. 2019. № 3. С. 57–76. <https://doi.org/10.17212/1814-1196-2019-3-57-76>.

14. Kler A., Alekseiuk V., Maksimov A. An improved technique for identification of mathematical model parameters of thermal power equipment and assessment of its performance // *Energy Systems Research 2019: Proceedings International Conference of Young Scientists*. E3S Web Conferences. 2019. Vol. 114.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911406009>.

15. Alekseiuk V. Improving the efficiency of the three-stage technique of mathematical model identification of complex thermal power equipment // *ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management: Proceedings E3S Web Conferences*. 2020. Vol. 209. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002>.

16. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Изд-во «Наука», 1976. 220 с.

17. Huber P. J. Robust statistics. New York: John Wiley & Sons, 1981. 308 p.

18. Клер А. М. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2018. 145 с.

19. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // *Energy*. 2019. Vol. 189. P. 116230. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>.

20. Kler A. M., Potanina Y. M., Marinchenko A. Y. Co-optimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components // *Energy*. 2020. Vol. 193. P. 116679. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116679>.

References

1. Lazarev G. B. Efficiency management of thermal power plant auxiliaries. *Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Energiya edinoj seti» = Energy of Unified Grid, Scientific and Technical Journal*. 2012;5(5):58-67. (In Russ.).

2. Najimova A. M., Habibulina A. T. Energy resource-saving in a thermal power plant auxiliary // *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы = Electrotechnical Systems and Complexes*. 2013;21:293-297. (In Russ.).

3. Sizov R. R. Reducing the specific consumption of electrical energy for own needs of the power unit auxiliaries of station No. 8 of the Zainskaya state district power station. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta = Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*. 2015;3(27):129-131. (In Russ.).

4. Sobolev S. P. *K-160-130 HTGZ steam turbine*. Moscow: Energiya; 1980, 192 p. (In Russ.).

5. Zabuga F. V. Using K-160-130 steam turbine mathematical model for its process scheme modernization. In: *Sistemnye issledovaniya v energetike: trudy molodyh uchenyh Instituta sistem energetiki imeni L.A. Melent'eva SO RAN = System research in power engineering: works of young scientists of Melentiev Energy Systems Institute SB RAS*. Iss. 47. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of sciences; 2017, p. 56–61. (In Russ.).

6. Zabuga F. V. Using power unit mathematical model for its technological scheme modernization. In: *Sistemnye issledovaniya v energetike: trudy molodyh uchenyh Institutov sistem energetiki imeni L.A. Melent'eva SO RAN = System research in power engineering: works of young scientists of Melentiev Energy Systems Institute SB RAS*. Iss. 48. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of the

Siberian Branch of the Russian Academy of sciences; 2016, p. 51–56. (In Russ.).

7. Zabuga F. V., Alekseyuk V. E. Mathematical modelling of the CHP plant-10 power unit No 5 of “Baikal Energy Company” LLC to assess the efficiency of its modernisation. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2021;25(2):183-195. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-2-183-195>.

8. Zabuga F., Alekseiuk V. Research based on mathematical modeling of CHP-10 power unit No. 5 “Baikal Energy Company” LLC to assess the efficiency of its modernization. In: *Energy Systems Research 2021: Proceedings International Conference of Young Scientists*. E3S Web Conference. 2021;289. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128902002>.

9. Kler A. M., Dekanova N. P., Skripkin S. K., Mikheev A. V., Korneeva Z. R., Orekhov A. B. *Mathematical modeling and optimization in operational problems of thermal power plants*. Novosibirsk: Nauka; 1997, 120 p. (In Russ.).

10. Kler A. M., Tyurina E. A. *Optimization studies of power plants and complexes*. Novosibirsk: Geo; 2016, 298 p. (In Russ.).

11. Alexeyuk V. E. An improved technique for identification of mathematical models of thermal power equipment. *Energy Systems Research*. 2018;1(3):53-60. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.03.0007>.

12. Alekseyuk V. E., Maksimov A. S., Safronov P. G. Improved identification methods for thermal power equipment mathematical models. *iPolytech Journal*. 2019;23(3):503-515. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2019-3-503-515>.

13. Kler A. M., Alekseyuk V. E. Improving the accuracy of identifying mathematical model parameters of the existing thermal power equipment. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*. 2019;3:57-76. (In Russ.). <https://doi.org/10.17212/1814-1196-2019-3-57-76>.
14. Kler A., Alekseiuk V., Maksimov A. An improved technique for identification of mathematical model parameters of thermal power equipment and assessment of its performance. In: *Energy Systems Research 2019: Proceedings International Conference of Young Scientists. E3S Web Conferences*. 2019;114. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911406009>.
15. Alekseiuk V. Improving the efficiency of the three-stage technique of mathematical model identification of complex thermal power equipment. In: *ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management: Proceedings E3S Web Conferences*. 2020;209.

- <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002>.
16. Gamm A. Z. *Statistical methods of electric power systems state estimation*. Moscow: Nauka; 1976, 220 p. (In Russ.).
17. Huber P. J. *Robust statistics*. New York: John Wiley & Sons; 1981, 308 p.
18. Kler A. M. *Effective methods of circuit-parametric optimization of complex thermal power plants: development and application*. Novosibirsk: Geo; 2018, 145 p. (In Russ.).
19. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. *Energy*. 2019;189:116230. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>.
20. Kler A. M., Potanina Y. M., Marinchenko A. Y. Co-optimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components. *Energy*. 2020;193:116679. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116679>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Забуга Федор Викторович,
аспирант,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
инженер-технолог 2 категории
ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»,
664043, г. Иркутск, б-р Рябикова, 67, Россия

Алексеюк Виталий Эдуардович,
кандидат технических наук,
младший научный сотрудник
Отдела теплосиловых систем,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 08.02.2022; одобрена после рецензирования 26.04.2022; принята к публикации 17.08.2022.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Fedor V. Zabuga,
Postgraduate Student,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
2nd Category Industrial Engineer,
Engineering Center “Irkutskenergo” LLC,
67 Ryabikova Blvd, Irkutsk 664043, Russia

Vitaliy E. Alekseyuk,
Cand. Sci. (Eng.),
Junior Researcher,
Department of Heat Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Contribution of the authors

The authors contributed equally to the preparation of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 08.02.2022; approved after reviewing 26.04.2022; accepted for publication 17.08.2022.