



Исследования на основе математического моделирования энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания» для оценки эффективности его модернизации

Ф.В. Забуга^{***}, В.Э. Алексеюк^{*}

^{*} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

^{**} ООО «Байкальская Энергетическая Компания», Иркутск, Россия

Резюме: Цель – исследование изменения схемы слива дренажей регенерации низкого давления на энергетическую и экономическую эффективность работы энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания». В исследованиях используется настроенная по результатам замеров математическая модель энергоблока. Математическое моделирование исследуемого энергоблока производилось в программно-вычислительном комплексе «Система машинного построения программ». Построенная математическая модель теплоэнергетической установки настраивалась с учетом текущего состояния объекта исследования в соответствии с трехэтапной методикой идентификации параметров математических моделей. Предложена тепловая схема энергоблока, согласно которой три потока дренажей низкого давления перенаправлены на всас дренажного насоса подогревателя низкого давления. Модернизированная математическая модель энергоблока позволяет производить расчет параметров установки для действующей и предложенной тепловых схем. Согласно расчетам модели, разница температур основного конденсата за подогревателем низкого давления № 1 и исследуемых дренажей после смешения минимальна и составляет 3,2°C. По результатам выполненных расчетов для действующей и измененной тепловых схем энергоблока установлено, что предложенная модернизация повышает энергетический КПД энергоблока на 0,007% в номинальном режиме работы. Также снижается на 0,052 г.у.т/кВт·ч удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии. Эксплуатационные расходы на внедрение предложенных технических решений составили 34191 руб. Учитывая годовой коэффициент экстенсивного использования энергоблока, срок окупаемости предлагаемой модернизации схемы составит 5,5 мес., а экономия средств за первый год эксплуатации с учетом окупаемости капиталовложений и затрат на амортизацию – 18423 руб. Предложенный подход, объединяющий аппарат математического моделирования действующих энергоустановок с методикой повышения эффективности принятия технических решений, является универсальным и может применяться для модернизации теплоэнергетических и других установок.

Ключевые слова: угольный энергоблок, повышение эффективности, техническое решение, математическое моделирование, конденсационная установка, тепловой поток

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Для цитирования: 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>

Mathematical modelling of the CHP plant-10 power unit No 5 of “Baikal Energy Company” LLC to assess the efficiency of its modernisation

Fedor V. Zabuga^{***}, Vitaliy E. Alekseyuk^{*}

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

^{**} Baikal Energy Company LLC, Irkutsk, Russia

Abstract: The work aims to study the effect of changes in the drain scheme of the low-pressure regeneration on the energy and economic efficiency of the CHP plant-10 power unit No 5 of “Baikal Energy Company” LLC. In this study, we used a mathematical model of the power unit adjusted to the measurements results. The mathematical modelling of the

power unit was performed using the "Computer-assisted programming system" application package. The created mathematical model of the heat and power plant was tailored to the current state of the study object according to the three-stage identification procedure of the mathematical model parameters. We proposed a cycle arrangement under which three streams of the low-pressure drainages were redirected to the pump suction of the low-pressure heater. The improved mathematical model of the power unit allows the calculation of the parameters of both the existing and proposed cycle arrangements. According to the calculations, the temperature difference between the main condensate after the low-pressure heater 1 and the investigated drains after mixing is minimal and amounts to 3.2°C. The suggested modernisation increases the energy efficiency of the power unit by 0.007% under the nominal operating conditions of the existing and proposed thermal circuit. In addition, the specific standard fuel consumption for electric generation is reduced by 0.052 g.s.s.f./kW·h. The operating costs to implement the proposed engineering solutions amounted to 34,191 roubles. Considering the annual power plant extensive consumption factor, the payback period of the proposed modernisation will be 5.5 months. The savings for the first operation year are estimated at 18,423 roubles, based on the rate of return and depreciation expenses. The proposed approach combines mathematical modelling of operating power plants with a technique of increasing the efficiency of technical decision-making. The proposed versatile approach can be used for the modernisation of CHPs and other plants.

Keywords: coal-fired power unit, efficiency improvement, technical solution, mathematical modeling, condensing unit, heat flow

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the draft state task (no. FWEU-2021-0005) of the program of basic research of the Russian Federation for the period from 2021 till 2030.

For citation: Zabuga FV, Alekseyuk VE. 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>

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности использования сжигаемого топлива на электростанциях является одной из важнейших задач, стоящих перед современной энергетикой. В настоящее время продолжают эксплуатироваться теплоэнергетические установки, спроектированные и введенные в эксплуатацию в середине прошлого века. Принятые в то время технические решения зачастую не отвечают современным требованиям, обусловленным сложившимся соотношением между ценами на топливо и оборудованием. По этой причине на многих ТЭС имеются значительные резервы по экономии топливно-энергетических ресурсов. Вскрытие этих резервов и разработка наиболее эффективных режимов работы ТЭС возможны на базе комплексных исследований энергетического оборудования для реальных условий его эксплуатации. Для решения данной задачи может быть весьма эффективным совместное применение методики комплексного анализа эффективности технических решений [1] и методов математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации [2]. Принципиальные преимущества математических моделей, такие как возможность

быстро, точно и многократно решать задачу при различных предпосылках, оперативно вносить изменения в методику расчета и другие, предопределили широкое их распространение при разработке и проектировании источников электрической и тепловой энергии.

В конденсаторы паротурбинных установок (ПТУ), помимо потока пара, расширяющегося в части низкого давления, поступают дополнительные пароводяные потоки, имеющие более высокую температуру, чем температура конденсации пара в конденсаторе. Избыточное тепло этих потоков отводится с охлаждающей водой и не применяется с пользой. К этим потокам относятся рециркуляция основного конденсата, дренажи отборов и цилиндров турбины, отсос паровоздушной смеси и слив конденсата из подогревателей, уплотнений цилиндров низкого давления и т.д. [3].

Данная проблема была подробно исследована в работах [4, 5]. Авторы приходят к выводу, что расчетное значение расхода тепла, например, с рециркуляцией основного конденсата для теплофикационных турбин мощностью 50–200 МВт, составляет 2,5–7 МВт, а фактический уровень указанного рас-



хода тепла в реальных условиях эксплуатации превышает расчетное значение в 1,5–2,5 раза. Общее же количество поступающего в конденсатор тепла, помимо части низкого давления, составляет 8–18 МВт.

В работе [6] исследуется влияние потока рециркуляции основного конденсата на экономичность работы ПТУ. Данный тепловой поток нагревается в ряде подогревателей низкого давления турбины и при отдельных режимах работы паровых турбин ПТ-80/100-130/13, Т-100/120-130-3, ПТ-135/165-130/15 сбрасывается в конденсатор. Необходимость работы с открытой рециркуляцией заключается в технологической необходимости минимального расхода основного конденсата через холодильники основных эжекторов турбины и эжектора уплотнений для их нормальной работы. Если расход пара на выходе из части низкого давления вышеперечисленных турбин меньше 70 т/ч, то из условий надежной работы, рециркуляция основного конденсата в этот период эксплуатации должна быть включена. Для снижения потерь теплоты с рециркуляцией основного конденсата и повышения тепловой экономичности паровых турбин автор предлагает перевести охлаждение основных эжекторов, эжекторов уплотнений и сальникового подогревателя с основного конденсата на химически обессоленную воду. Модернизация схемы рециркуляции основного конденсата на турбоагрегате ПТ-135/165-130/15 ОАО «Дзержинская ТЭЦ» (ст. № 6) позволила получить снижение тепловых потерь на 21000 ГДж (4826 Гкал) в год при длительности работы в указанном режиме – 3800 ч.

Предложенные В.Д. Великороссовым пути модернизации тепловой схемы энергоблоков 300 МВт Костромской гидрорециркуляционной электростанции позволяют повысить экономичность его работы [7]. Автором, помимо прочих изменений тепловой схемы, был определен тепловой поток дренажа рабочего пара подогревателя низкого давления (ПНД-1), который в действующей на тот момент схеме сливался в конденсатор турбины. Перенаправление дренажа ПНД-1 в смеситель ЦКТИ, расположенный между конденсатором и конденсатными насосами (КЭН) – на

всасе КЭН позволило снизить потери теплоты с горячим дренажом в конденсаторе. Суммарное изменение мощности составило 230 кВт.

Следует отметить, что в вышеперечисленных работах не использовались математические модели целой энергетической установки. Отсутствие замеров ряда режимных параметров регенерации низкого давления турбоагрегата затрудняет выполнение требуемых расчетов. Получение этих замеров может быть выполнено при проведении специальных испытаний установки с привлечением специализированных организаций, а это, в свою очередь, требует дополнительных финансовых затрат. Настроенная же в соответствии с методикой идентификации математическая модель энергетической установки позволяет выполнять необходимые расчеты с высокой точностью и находить с их помощью оптимальные решения. Более того, математическая модель установки предоставляет возможность оперативно оценить эффект от нескольких совместно выполненных модернизаций схемы. Следует также отметить, что отличием данной работы является модернизация, которая включает только перенаправление тепловых потоков без внесения в схему новых элементов энергетического оборудования.

Необходимо учитывать, что одним из принципов принятия тех или иных технических решений является комплексный анализ их эффективности. Оптимальными в сфере производства являются решения, способствующие наибольшему повышению его эффективности. Эта эффективность определяется по соотношению с затратами, необходимыми для ее достижения. В данной работе рассматривается возможность модернизации действующей схемы энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания» (ООО «БЭК»). В тепловой схеме энергоблока авторами был выявлен ряд дренажей, которые снижают экономичность его работы. Комплексный анализ эффективности предложенных изменений тепловой схемы был выполнен в три этапа.

Выявление технической целесообразности служит первым этапом комплексного

анализа. Вторым этапом анализа являются инженерно-экономические расчеты. Однако практика применения отраслевых методик технико-экономических расчетов показывает, что в них не находят отражения в должной мере особенности экономической оценки проектирования и реконструкции энергетических установок, отдельных мероприятий по технической эксплуатации и ремонту энергетических установок. Поэтому представляет научный интерес разработка дополнительных методов и рекомендаций, относящихся непосредственно к оценке экономической эффективности проектно-конструкторских, технологических и организационно-технических работ в области эксплуатации технических средств, устройств и систем.

Учитывая это, в данной работе для оценки эффективности предложенных изменений используется подробная математическая модель, которая с достаточной точностью настроена на фактические режимы работы оборудования. Для идентификации параметров использовалась разработанная в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей энергетического оборудования [8–10]. В ходе многолетней эксплуатации тепловые характеристики вспомогательного оборудования, входящего в состав энергетических установок, изменяются, и возникают отличия от характеристик, определяемых заводом изготовителем. Поэтому при математическом моделировании существующих энергоустановок требуется их настройка с учетом текущего состояния оборудования по

результатам замеров контрольных параметров, выполненных в нескольких установившихся режимах работы. Данная методика позволяет настроить коэффициенты математической модели таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математической модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений. Оптимизационные расчеты, необходимые для идентификации математической модели, производились модифицированным градиентным методом, разработанным в ИСЭМ СО РАН [11–13]. Данный метод решения систем нелинейных уравнений в отличие от работ зарубежных авторов [14–18] позволяет решать оптимизационные задачи больших размерностей (сотни оптимизируемых параметров, тысячи ограничений-равенств и ограничений-неравенств) с высокой точностью.

Завершающим этапом является комплексный сравнительный анализ действующей и модернизированной тепловой схемы энергоблока по обобщенным экономическим показателям с учетом критериев эксплуатационной надежности и формулировка выводов.

ВЫЯВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В действующей тепловой схеме энергоблока № 5 были выделены три тепловых потока, которые снижают его экономичность. *Дренаж эжектора уплотнений ЭУ-5* заведен в конденсатор турбины. Технические характеристики эжектора уплотнений представлены в табл. 1.

Таблица 1. Техническая характеристика эжектора уплотнений ЭУ-5 [19]

Table 1. Technical characteristics of EU-5 sealing ejector [19]

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Расход отсасываемой смеси	кг/с	0,354
– в том числе пара	кг/с	0,117
– в том числе воздуха	кг/с	0,238
Расход рабочего пара	кг/с	0,1
Расход охлаждающего конденсата	кг/с	41,67
Давление охлаждающего конденсата	МПа	1,37
Температура охлаждающего конденсата	°С	48
Давление отсасываемой смеси на входе	МПа	0,09
Давление отсасываемой смеси на выходе	МПа	0,1



Расход дренажа ЭУ-5 составляет 0,217 кг/с. Он определяется как сумма расходов рабочего пара и паровой составляющей его паспортной производительности. В ходе проведения исследований был выполнен замер температуры стенки трубы, по которой протекает рассматриваемый тепловой поток. Температура составила 70°C. Замер выполнен на площадке обслуживания конденсатного насоса «5В» (КЭН-5В) в районе конденсатосборника паровой турбины.

Дренаж основных эжекторов ОЭ-5А, Б (ЭП-3-600) заведен в действующей схеме в паровое пространство конденсатора. Следует отметить, что расход дренажа при эксплуатации действующего оборудования отличается от паспортного¹. Паспортный расход рабочего пара 0,167 кг/с обеспечивается при рабочем давлении 0,59 МПа (6 кгс/см²).

На практике, ввиду наличия присосов воздуха в вакуумную систему – повышенной неплотности вакуумной системы, давление рабочего пара перед эжекторами необходимо поддерживать в пределах 0,98–1,08 МПа (10–11 кгс/см²), в работе постоянно находятся два основных эжектора. Следствие этого – пропорционально возрастающий расход рабочего пара. Расход дренажа ОЭ-5А, Б был определен как суммарный двойной паспортный расход рабочего пара и суммарная паспортная производительность по пару. Суммарный расход дренажа составляет 0,668 кг/с. Замер температуры стенки трубы был выполнен на дренажном трубопроводе основных эжекторов блока (отметка 9 м, трубопровод из 1 ступени основного эжектора), температура стенки составила 50°C.

Дренаж линии прогрева блочной редуциционно-охлаждающей установки (БРОУ-2) котлоагрегата (КА) № 9 энергоблока № 5 заведен в нижнюю часть конденсатосборника и необходим для поддержания «тупикового» участка трубопровода горячего промпрегрева перед закрытой БРОУ-2 в прогретом состоянии. В действующей схеме параметры пара на входе в исследуемый тепловой поток

принимаются равными параметрам пара горячего промпрегрева КА-9. Линия прогрева, внутренним диаметром 10 мм врезается в трубопровод дренажа «калача» БРОУ-2 диаметром 32 мм. Переход на меньший диаметр выполнен для снижения расхода «прогревочного» дренажа и, как следствие, уменьшения потерь тепла в конденсаторе паровой турбины. Расход дренажа определяется из классической формулы скорости движения газа в газопроводе², используя значения давления и температуры рабочей среды, а также внутренний диаметр трубопровода. В результате расчета расход дренажа составляет 0,128 кг/с.

Формулировка проблемы. Физический смысл проблемы заключается в безвозвратной потере тепла потоков дренажей с охлаждающей водой и, как следствие, снижение экономичности работы оборудования. В действующей схеме горячие дренажи ЭУ-5 с температурой 70°C, ОЭ-5А, Б с температурой 50°C сбрасываются в конденсатосборник паровой турбины по принципу каскадной схемы, в которой дренаж удаляется самотеком из подогревателя с более высоким давлением в подогреватель с более низким давлением, а затем в конденсатор турбины. Как следствие – появляется потеря теплоты с «горячим» дренажом, отводимым в конденсатор, где эта теплота отдается охлаждающей воде.

Комбинированная схема отвода дренажа по тепловой экономичности эффективнее каскадной схемы. Она применяется в действующей тепловой схеме по отношению к конденсату греющего пара ПНД-1,2,3,4 регенерации низкого давления. Предлагается применить принцип комбинированной схемы для тепловых потоков дренажей ЭУ-5 и ОЭ-5А, Б и включить вышеперечисленные тепловые потоки в существующую комбинированную схему, для чего перенаправить их на всас дренажного насоса ПНД-1, отказавшись от их каскадного слива в конденсатор. Этот выбор основан на следующем принципе: «для обеспечения наибольшей тепловой

¹Производственная инструкция по эксплуатации паровой турбины К-160-130/КТЦ ТЭЦ-10.

²Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / под. ред. А.К. Деркацкая. Л.: «Недра», Ленинградское отд-ние, 1977. 520 с.

экономичности смешивать конденсат из подогревателей и основной конденсат турбины следует при условиях, соответствующих наибольшему приближению к обратимому процессу смешения, т.е. при наименьшей разности температур. При выполнении этого условия не будет происходить увеличения конденсационной выработки и повысится термический КПД цикла вследствие снижения потерь в конденсаторе турбины [20].

На рисунке представлены действующая и измененная тепловые схемы энергоблока № 5. На представленной схеме жирной штриховой линией показаны направления тепловых потоков дренажей в действующей схеме, которые заведены в конденсатор турбины, а жирной сплошной линией – предложенные изменения.

Расчет математической модели показывает, что температура основного конденсата за ПНД-1 составляет $56,7^{\circ}\text{C}$; температура дренажей ЭУ-5, ОЭ-5А, Б и ПНД-1 после смешивания составляет $53,5^{\circ}\text{C}$. Из этого можно сделать вывод об эффективности выбранного пути направления рассматриваемых потоков дренажей, так как разница температур основного конденсата за ПНД-1 и дренажей после смешения минимальна и составляет $3,2^{\circ}\text{C}$.

Тепловой поток дренажной линии прогрева трубопровода «калача» БРОУ-2 КА-9, в отличие от вышерассмотренных низкопотенциальных потоков, является потоком с высоким потенциалом аккумулированного в нем тепла, которое бесполезно теряется в конденсаторе. Его перенаправление в паровое пространство ПНД-1 приведет к уменьшению расхода рабочего пара в 8 отбор турбины, «питающий» ПНД-1. Это произойдет по причине вытеснения отбираемого пара дренажом с более высоким давлением. Как следствие, увеличится конденсационная выработка электроэнергии последнего отсека цилиндра низкого давления (ЦНД) паровой турбины. В результате будет сохранено тепло данного дренажа в цикле блока и большее количество пара совершит полезную работу в последнем отсеке ЦНД.

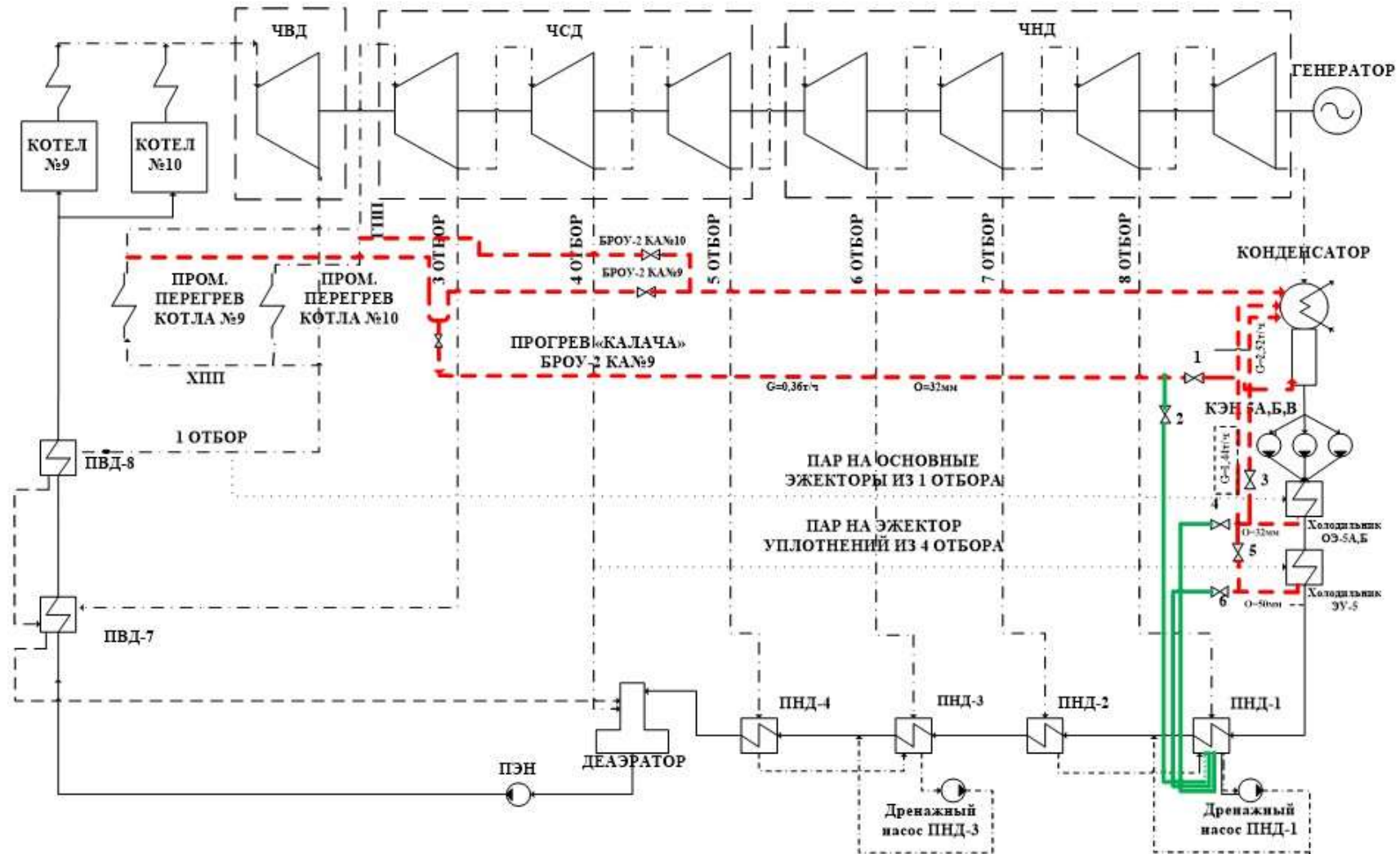
Следует также отметить, что предложенная модернизация тепловой схемы позволит

сохранить требуемую эксплуатационную надежность работы рассматриваемой энергетической установки без внесения дополнительных изменений в действующую схему. Производительность дренажного насоса ПНД-1 и пропускная способность трубопровода аварийного перелива дренажа ПНД-1 в конденсатор позволят исключить аварийное повышение уровня на всех режимах работы в случаях возникновения нештатных эксплуатационных ситуаций с учетом дополнительного расхода дренажа исследуемых потоков.

ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСТРОЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА

Дать корректную оценку вышеописанного изменения направления тепловых потоков весьма затруднительно без применения методов современного математического моделирования процессов, протекающих в ПТУ. Все исследования и расчеты, представленные в данной работе, были выполнены на математической модели конденсационного дубль блока № 5, входящего в состав основного оборудования ТЭЦ-10 ООО «БЭК». Подробная математическая модель энергоблока была построена с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» [21, 22].

Модель энергоблока состоит из составных моделей двух котлоагрегатов и турбоустановки, соединенных между собой связями по пару и воде. Расчетная схема энергоблока включает 121 элемент и 198 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1297 информационно-входных, 1457 информационно-выходных параметров, из которых 132 являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения. Расчетная схема математической модели котлоагрегата ПК-24 состоит из 27 элементов и 45 связей между ними. Она моделирует протекающие в нем тепловые, гидравлические и аэродинамические процессы. Уравнения элементов составлены из нормативных методов уравнений расчета котлоагрегата.



Примечание: ХПП – холодная нитка пара промежуточного перегрева; ПЭН – питательный электронасос; ГПП – холодная нитка пара промежуточного перегрева; ЧВД – часть высокого давления; ЧСД – часть среднего давления; ЧНД – часть низкого давления.

*Модернизация тепловой схемы регенерации низкого давления энергоблока № 5
Modernization of the heat balance diagram of low pressure regeneration of no.5 power unit*

Для определения настраиваемых коэффициентов математической модели исследуемого энергоблока использовалась трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок, разработанная в ИСЭМ СО РАН [8–10]. Данная методика предполагает исключение на первом этапе идентификации «плохих» замеров контрольных параметров, погрешности которых выходят далеко за рамки класса точности используемых средств измерений. Далее на втором этапе идентификации оптимизирована максимальная относительная невязка между замеряемыми на установке параметрами и параметрами, полученными при расчете математической модели энергоблока. Оптимальное значение максимальной относительной невязки замеряемых параметров составило 2,90. Это значение удовлетворяет условию точности по «правилу 3σ » [23, 24]. Так как доверительная вероятность в этом случае равняется 0,997, все случайные погрешности замеряемых параметров можно объяснить несовершенством используемых измерительных приборов. На третьем этапе идентификации была оптимизирована сумма квадратов всех относительных невязок замеряемых параметров для достижения наилучшей точности сходимости разработанной математической модели с текущими режимами работы действующей установки.

Замеры параметров работы энергоблока № 5, необходимые для выполнения идентификации его математической модели, были выполнены в ходе эксплуатации оборудования осенью 2018 г. В течение рабочей смены продолжительностью 12 ч были взяты замеры параметров для установившихся режимов работы с электрической нагрузкой 140, 132 и 108 МВт. В промежутках времени между замерами параметров не проводились работы, которые могут повлиять на состояние оборудования: сушка трубных досок конденсатора турбины, обдувка поверхностей нагрева котлоагрегатов и др. Неизменными во время проведения замеров оставались температура охлаждающей воды на входе в конденсатор паровой турбины и атмосферное давление воздуха.

На практике предлагается сохранить действующую тепловую схему и параллельно реализовать предложенные перенаправления тепловых потоков дренажей подогревателей регенерации низкого давления. Сохранение действующей тепловой схемы необходимо на случаи отключения первой группы ПНД на работающей турбине, а также вывода в ремонт или аварийного отключения дренажного насоса ПНД-1. На схеме добавлена новая арматура: вентиль 1 – дренаж «калачей» БРОУ-2 в конденсатор турбины; вентиль 2 – дренаж «калачей» БРОУ-2 в ПНД-1; вентиль 3 – дренаж ОЭ-5А, Б в конденсатор турбины; вентиль 4 – дренаж ОЭ-5А, Б в ПНД-1; вентиль 5 – дренаж ЭУ-5 в конденсатор турбины; вентиль 6 – дренаж ЭУ-5 в ПНД-1. Целесообразно для удобства эксплуатации разместить вентили «1» и «2» в непосредственной близости с конденсатосборником.

Тепловой поток дренажа основных эжекторов блока предлагается завести на всас дренажного насоса ПНД-1 – врезать в трубопровод между ПНД-1 и насосом. Вариантные расчеты математической модели показывают, что температура дренажа основных эжекторов на всех режимах работы не превышает температуры насыщения в ПНД-1, следовательно, исключено его вскипание. Тепловой поток дренажа эжектора уплотнений предлагается завести в паровое пространство ПНД-1 под уровень конденсата греющего пара. Первоначально предложенное более простое, с точки зрения монтажа, решение по выбору направления на всас дренажного насоса ПНД-1 может привести к его нестабильной работе [25]. Из расчетов математической модели видно, что температура дренажа ЭУ-5 превышает температуру насыщения в ПНД-1 на отдельных режимах работы турбины, следовательно, возможно вскипание дренажа на всасе насоса, что является недопустимым, так как может привести к «запариванию» насоса. По той же причине тепловой поток прогрева «калача» БРОУ-2 КА-9 предлагается завести в паровое пространство ПНД-1 под уровень конденсата греющего пара.

В табл. 2 представлены результаты рас-



четов математической модели энергоблока № 5 для действующей и измененной тепловой схемы для режима работы с электрической нагрузкой 140 МВт на клеммах генератора.

Результаты вариантных расчетов математической модели показывают, что перенаправление тепловых потоков дренажей основных эжекторов и эжектора уплотнений энергоблока № 5 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии на 0,017 г.

Перенаправление теплового потока линии прогрева БРОУ-2 КА-9 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на вы-

работку 1 кВт·ч на 0,043 г. Совместное же перенаправление выше перечисленных тепловых потоков из конденсатора паровой турбины в ПНД-1 приведет к снижению удельного расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч на 0,052 г.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ

В табл. 3 представлены капиталовложения, необходимые на приобретение труб соответствующих диаметров³ и запорной арматуры⁴, а также стоимость их монтажных работ^{5,6}. Из табл. 3 видно, что для реализации

Таблица 2. Результаты расчетов действующей и измененной тепловой схемы энергоблока
Table 2. Calculation results of the current and modified heat balance diagram of the power unit

Параметры, единицы измерения	Действующая тепловая схема	Тепловые потоки дренажей ОЭ-5А,Б; ЭУ-5 заведены в ПНД-1	Тепловой поток линии прогрева БРОУ-2 заведен в ПНД-1	Совместное перенаправление исследуемых тепловых потоков в ПНД-1
Электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	136,225	136,231	136,240	136,244
Давление пара в конденсаторе, кПа	5,3836	5,3835	5,3828	5,3827
Температура отработавшего пара на выходе из ЦНД, °С	34,2184	34,2179	34,2157	34,2155
Расход пара в конденсатор, кг/с	91,29	91,33	91,43	91,47
Расход пара на ПНД-1, кг/с	2,332	2,306	2,296	2,268
Электрическая мощность отсека СND4, МВт	12,613	12,625	12,652	12,662
Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °С	41,641	41,717	41,637	41,711
Температура основного конденсата на выходе из ПНД-1, °С	56,695	56,759	56,693	56,746
Температура дренажа на выходе из дренажного насоса ПНД-1, °С	52,714	53,547	52,661	53,534
Расход дренажа на выходе из дренажного насоса ПНД-1, кг/с	5,303	6,266	5,269	6,232
КПД нетто энергоблока, %	33,386	33,389	33,392	33,393
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т/кВт·ч	367,975	367,958	367,932	367,923

³ «МеталлЭнергоХолдинг» Иркутск // Группа компаний «МеталлЭнергоХолдинг» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.metallprokat-38.ru> (15.12.2020).

⁴ Компенсационное оборудование и трубопроводная арматура в Новосибирске [Электронный ресурс]. URL: <https://www.apk-nsk.ru> (15.12.2020).

⁵ Гондарь 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., 2006. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293831/4293831699.htm> (15.12.2020).

⁶ Трофимов Ю.В., Шар Б.И. РД 153-34.1-20.607-2002. Методические указания по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования. М., 2002. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data1/39/39532/index.htm> (15.12.2020).

предложенной модернизации на практике необходимо затратить 26883 руб. на приобретение арматуры и труб соответствующих диаметров и 7308 руб. на монтажные работы. Общие затраты на осуществление проекта составят 34191 руб. В производственно-техническом отделе ТЭЦ-10 были получены технико-экономические показатели работы энергоблока № 5 за 2019 г. Эти данные представлены в табл. 4. Зная продолжительность работы энергетического оборудования, можно определить годовой коэффициент его экстенсивного использования (β_3). Данный коэффициент характеризует использование оборудования по времени нахождения в работе и определяется по следующей формуле:

$$\beta_3 = \frac{T_{\phi}}{T_k} = \frac{4679}{8760} = 0,534,$$

где T_{ϕ} – фактическое время работы; T_k – календарное время, количество часов в году.

Следует отметить, что β_3 за 2019 г. можно рассматривать как усредненный показатель использования рассматриваемой энергетической установки за последнее десятилетие. Это связано с тем, что в начале прошлого десятилетия коэффициент β_3 был равен 0,35–0,40, а с 2014 г. увеличивался до значения 0,65–0,85 по причине снижения гидроэнергетического потенциала оз. Байкал и, как следствие, перераспределения выработки электрической энергии с гидрогенерации на угольную генерацию.

Показатели экономической эффективности предложенной модернизации тепловой схемы приведены в табл. 5. Из таблицы можем наблюдать, что при работе оборудования в течение года с $\beta_3 = 0,534$ срок окупаемости предложенной модернизации тепловой схемы составит 5,5 мес. Экономия средств за первый год эксплуатации с учетом окупаемости капиталовложений и затрат на амортизацию составит 18423 руб.

Таблица 3. Капиталовложения для модернизации тепловой схемы энергоблока
Table 3. Capital investments for power unit heat balance diagram modernization

Наименование	Требуемое количество	Стоимость, руб.
Труба d, 32 мм (ВГП* 32*3)	40 м	1705
Труба d, 50 мм (ВГП 50*3,5)	15 м	2778
Вентиль 15с22нж d,32 P,40	4 шт	12400
Вентиль 15с22нж d,50 P,40	2 шт	10000
Монтажные работы	–	7308
ИТОГО:	–	34191

* Водогазопроводная труба.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели работы энергоблока № 5 за 2019 г.
Table 4. Technical and economic indicators of no. 5 power unit operation for 2019

Показатель	Единица измерения	Значение
Продолжительность работы	ч	4679
Выработка электроэнергии	кВт·ч	499441394
Удельный расход условного топлива	г.у.т/кВт·ч	391,3
Цена условного топлива	руб/т.у.т	2137,76

Таблица 5. Показатели энергетической эффективности модернизации тепловой схемы энергоблока
Table 5. Energy efficiency indicators of power unit heat balance diagram modernization

Показатель	Обозначение	Единица измерения	Значение
Снижение удельного расхода топлива	Δb	г.у.т/кВт·ч	0,052
Экономия топлива за год	ΔB	т.у.т	25,971
Дополнительные капиталовложения	ΔK	руб.	34191
Дополнительные затраты на амортизацию	ΔI_a	руб.	2906
Экономический эффект	E_n	%	153,9
Срок окупаемости	T_o	год	0,461



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В действующей тепловой схеме энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» был выявлен ряд тепловых потоков, которые снижают экономичность его работы. Выявление потерь тепла в действующей схеме, а также определение путей модернизации с целью их снижения были выполнены с применением методики анализа эффективности принятия технических решений и методов математического моделирования.

Оценка эффективности принятых технических решений выполнена с помощью вариантов расчетов, произведенных на разработанной и настроенной на текущее состояние математической модели энергоблока. С применением настроенной математической модели были рассчитаны необходимые неизменяемые режимные параметры тепловой схемы энергетической установки и показате-

ли экономической эффективности. Данный подход можно применить для других энергетических установок с целью поиска путей повышения эффективности их работы.

Представленные авторами предложения позволят повысить эффективность работы исследуемого оборудования при сохранении эксплуатационной надежности без значительных капиталовложений в условиях реальной эксплуатации. Предложенный комплекс технических решений был согласован с ключевыми руководителями подразделений филиала ТЭЦ-10 ООО «БЭК», а также было получено заключение о возможности его внедрения. Предложенные мероприятия приведут к снижению расхода топлива при той же выработке электроэнергии, что повысит энергетическую эффективность энергоблока.

Список литературы

1. Ведрученко В.Р., Жданов Н.В., Кульков М.В. Выбор критерия оценки эффективности разработки и реконструкции тепловой схемы энергетической установки // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. 2008. Вып. 7. С. 60–64 с.
2. Клер А.М., Тюрина Э.А. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2016. 298 с.
3. Гуторов В.Ф., Симою Л.Л., Эфрос Е.И. Пути повышения экономичности паротурбинных установок ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2001. № 6. С. 32–37.
4. Лупов Н.С. Принцип работы эжектора // Омский научный вестник. 2015. № 2. С. 167–168.
5. Лазарев Л.Я., Соколов В.С., Фадеев В.А., Чижов В.В. Варианты модернизации ЦНД турбин большой мощности // Электрические сети [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/arhiv/generaciya/varianty-modernizacii-cnd-turbin-bolshoy-moschnosti.html> (12.12.2020).
6. Меркулов В.А., Марченко Е.М. Влияние работы конденсационных устройств на эффективность турбоустановок в зависимости от загрузки электростанции // Радиоэлектроника, электротехника, энергетика: тез. докл. IX Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (г. Москва, 4–5 марта 2003 г.): в 3 т. Т. 3. М.: Изд. дом «МЭИ», 2003. С. 148–149.
7. Мошкарин А.В., Копсов А.Я., Великороссов В.В., Таран О.Е., Платов А.И. Тепловая эффективность замены поверхностного ПНД2 на смешивающий // Труды Ивановского государственного энергетического университета. Вып. 3. Иваново: Изд-во ИГЭУ, 1999. С. 30–32.
8. Алексеюк В.Э., Максимов А.С., Сафронов П.Г. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2019. Т. 23. № 3. С. 503–515. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2019-3-503-515>
9. 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: E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 209. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002>
10. 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>
11. Клер А.М. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение: монография. Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2018. 145 с.
12. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy. 2019. Vol. 189. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>
13. Kler A.M., Potanina Yu.M., Marichenko A.Y. Co-optimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components // Energy. 2020. Vol. 193. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116679>
14. Baghsheikhi M., Sayyaadi H. Real-time exergoeconomic optimization of a steam power plant using a soft computing-fuzzy inference system // Energy. 2016. Vol. 114. P. 868–884. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.044>
15. Wang Ligang, Yang Yongping, Dong Changqing, Morosuk T., Tsatsaronis G. Parametric optimization

of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution // *Energy Conversion and Management*. 2014. Vol. 85. P. 828–838. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.006>

16. Wang Chaojun, He Boshu, Yan Linbo, Pei Xiaohui, Shinan Chen. Thermodynamic analysis of a low-pressure economizer based waste heat recovery system for a coal-fired power plant // *Energy*. 2014. Vol. 65. P. 80–90. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.084>

17. Boyaghchi F.A., Molaie H. Sensitivity analysis of exergy destruction in a real combined cycle power plant based on advanced exergy method // *Energy Conversion and Management*. 2015. Vol. 99. P. 374–386. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.048>

18. Suresh M.V.J.J., Reddy K.S., Ajit Kumar Kolar. ANN-GA based optimization of a high ash coal-fired supercritical power plant // *Applied Energy*. 2011. Vol. 88. Iss. 12. P. 4867–4873. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.029>

19. Соболев С.П. Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ. М.: Изд-во «Энергия», 1980. 192 с.

20. Аронсон К.Э., Блинков С.Н., Брезгин В.И., Бродов Ю.М., Купцов В.К., Ларионов И.Д. [и др.]. Теплообменники энергетических установок. Екатеринбург; УрФУ,

2015. [Электронный ресурс]. URL: <https://openedu.urfu.ru/files/book/> (12.12.2020).

21. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А., Корнеева З.Р. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. Новосибирск: Изд-во «Наука», 2005. 236 с.

22. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. Новосибирск: Наука, сиб. предприятие РАН, 1997. 120 с.

23. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешностей результатов измерений. 2-е изд., испр. и доп. Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отд-ние, 1991. 303 с.

24. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников: монография. 2-е изд., испр. М.: Изд-во «Физматлит», 2012. 816 с.

25. 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.

References

1. Vedruchenko VR, Zhdanov NV, Kulkov MV. Choice of criterion of the estimation of efficiency of development and reconstruction of the thermal schema of power setting. *Vestnik Sibirskoy gosudarstvennoy avtomobil'no-dorozhnoy akademii = The Russian Automobile and Highway Industry Journal Vestnik SibADI*. 2008;7:60–64 p. (In Russ.)

2. Kler AM, Tyurina EA. *Optimization studies of power plants and complexes*. Novosibirsk: Geo; 2016, 298 p. (In Russ.)

3. Gutorov VF, Simoyu LL, Efros EI. Methods for enhancing the economic efficiency of steam-turbine installations of cogeneration stations. *Teploenergetika = Thermal Engineering*. 2001;6:32–37. (In Russ.)

4. Lupov NS. Operating principle of ejector. *Omskij nauchnyj vestnik = Omsk Scientific Bulletin*. 2015;2:167–168. (In Russ.)

5. Lazarev LYa, Sokolov VS, Fadeev VA, Chizhov VV. Upgrading options of high-power turbine low pressure cylinders. *Elektricheskie seti*. Available from: <https://leg.co.ua/arhiv/generaciya/varianty-modernizacii-cnd-turbin-bolshoy-moschnosti.html> [Accessed 12th December 2020]. (In Russ.)

6. Merkulov VA, Marchenko EM. Effect of condensing device operation on turbine plant efficiency depending on power plant load. In: *Radioelektronika, elektrotehnika, energetika: tezisy dokladov IX Mezhdunarodnoj nauchnotekhnicheskoy konferencii studentov i aspirantov = Radio electronics, electrical engineering, power engineering: abstracts of IX International scientific and technical conference of students and postgraduates*: in 3 vol. Vol. 3. 4–5 March 2003, Moscow. Moscow: MEI; 2003, p. 148–149. (In Russ.)

7. Moshkarin AV, Kopsov AYa, Velikorossov VV, Taran OE, Platov AI. Thermal efficiency of surface HD polyethylene 2 replacement with a mixing one. In: *Trudy*

Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta. Iss. 3. Ivanovo: Ivanovo State Power Engineering University; 1999, p. 30–32. (In Russ.)

8. Alekseyuk VE, Maksimov AS, Safronov PG. Improved identification methods for thermal power equipment mathematical models. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2019;23(3):503–515. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2019-3-503-515>

9. Alekseyuk 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: E3S Web of Conferences*. 2020;209. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002>

10. Alexeyuk VE. 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>

11. Kler AM. *Effective methods of circuit-parametric optimization of complex thermal power plants: development and application*. Novosibirsk: Geo; 2018, 145 p. (In Russ.)

12. Kler AM, Zharkov PV, Epishkin NO. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. *Energy*. 2019;189. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>

13. Kler AM, Potanina YuM, Marinchenko AY. Co-optimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components. *Energy*. 2020;193. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116679>

14. Baghsheikhi M, Sayyaadi H. Real-time exergoeconomic optimization of a steam power plant using a soft computing-fuzzy inference system. *Energy*. 2016;114:868–884.



<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.044>

15. Wang Ligang, Yang Yongping, Dong Changqing, Morosuk T, Tsatsaronis G. Parametric optimization of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution. *Energy Conversion and Management*. 2014;85:828–838.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.006>

16. Wang Chaojun, He Boshu, Yan Linbo, Pei Xiaohui, Shinan Chen. Thermodynamic analysis of a low-pressure economizer based waste heat recovery system for a coal-fired power plant. *Energy*. 2014;65:80–90.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.084>

17. Boyaghchi FA, Molaie H. Sensitivity analysis of exergy destruction in a real combined cycle power plant based on advanced exergy method. *Energy Conversion and Management*. 2015;99:374–386.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.048>

18. Suresh MVJJ, Reddy KS, Ajit Kumar Kolar. ANN-GA based optimization of a high ash coal-fired supercritical power plant. *Applied Energy*. 2011;88(12):4867–4873.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.029>

19. Sobolev SP. K-160-130 HTGZ Steam turbine. Moscow: Energiya; 1980, 192 p. (In Russ.)

20. Aronson KE, Blinkov SN, Brezgin VI, Brodov YuM, Kupcov VK, Larionov ID, et al. Power plant heat exchang-

ers. Ekaterinburg: Ural Federal University; 2015. Available from: <https://openedu.urfu.ru/files/book/> [Accessed 12th December 2020]. (In Russ.)

21. Kler AM, Dekanova NP, Tyurina EA, Korneeva ZR. *Thermal power systems: optimization studies*. Novosibirsk: Nauka; 2005, 236 p. (In Russ.)

22. Kler AM, Dekanova NP, Skripkin SK. Et al. *Mathematical modeling and optimization in the problems of thermal power plant operational control*. Novosibirsk: Nauka, Siberian enterprise RAS; 1997, 120 p. (In Russ.)

23. Novickij PV, Zograf IA. *Estimation of measurement result errors*. Leningrad: Energoatomizdat, Leningradskoe otделение; 1991, 303 p. (In Russ.)

24. Kobzar' AI. *Applied mathematical statistics. For engineers and scientists*. Moscow: Fizmatlit; 2012, 816 p. (In Russ.)

25. Zabuga FV. Using power unit mathematical model for its technological scheme modernization. In: *Sistemnye issledovaniya v energetike: trudy molodyh uchenyh Instituta sistem energetiki im. 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.)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Забуга Федор Викторович,

аспирант,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
старший машинист энергоблоков котлотурбинного
цеха ТЭЦ-10,
ООО «Байкальская Энергетическая Компания»,
✉ e-mail: xpbellow@rambler.ru

Алексеюк Виталий Эдуардович,

младший научный сотрудник,
Отдел теплосиловых систем,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
e-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Заявленный 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 02.02.2021; одобрена после рецензирования 11.03.2021; принята к публикации 29.04.2021.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Fedor V. Zabuga,

Postgraduate Student,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
Senior operator of power units of the Boiler
and Turbine Shop at CHP-10,
Baikal Energy Company LLC,
✉ e-mail: xpbellow@rambler.ru

Vitaliy E. Alekseyuk,

Junior Researcher,
Department of Heat Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
e-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this 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 02.02.2021; approved after reviewing 11.03.2021; accepted for publication 29.04.2021.