

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Крупенёв Д.С.^{1,2}, Пискунова В.М.¹, Гальфингер А.Г.¹

¹ Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия

² Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

krupenev@isem.irk.ru, vitapiskunova98@gmail.com, galfinger98@mail.ru

Резюме: *АКТУАЛЬНОСТЬ.* Поддержание требуемого уровня энергетической безопасности (ЭБ) и надёжности топливо- и энергоснабжения является одной из приоритетных задач при управлении топливно-энергетическим комплексом (ТЭК). При функционировании ТЭК возможна реализация различных угроз, которые могут приводить к нарушению надёжности топливоснабжения и энергоснабжения и появлению дефицита различных видов энергоресурсов. Для оценки уровня энергетической безопасности рассматриваются подходы формированию математической модели ТЭК, объединяющей все отрасли энергетики. Несмотря на сопряжённые с энергетической трансформацией тенденции перехода на низкоуглеродные источники энергии, тепловые электростанции остаются одним из основных источников тепло- и электроэнергетики. Из-за способности вырабатывать большие объёмы тепловой энергии только ТЭС способны быть источником централизованного энергоснабжения крупных территорий. В связи с этим при моделировании ТЭК необходимо разработать математические модели ТЭС, которые будут корректно отражать технологические процессы, влияющие на надёжность энергоснабжения. *ЦЕЛЬ.* Разработка математических моделей тепловых электростанций с учётом взаимодействия электроэнергетической, теплоснабжающей и топливной систем в рамках работы топливно-энергетического комплекса для исследования энергетической безопасности и надёжности топливоснабжения и энергоснабжения. *МЕТОДЫ.* В качестве методов используется математическое моделирование зависимостей расхода топлива от электрической и тепловой нагрузки на тепловых электростанциях. Для получения аналитических зависимостей была проведена аппроксимация расходных характеристик тепловых электростанций методом наименьших квадратов. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В рамках работы были получены аналитические зависимости потребления топлива от тепловой и электрической нагрузки для различных видов тепловых агрегатов. Для всех рассмотренных паровых турбин были получены линейные зависимости количества теплоты, подводимого к турбине, от ее нагрузки (электрической и/или теплофикационной в зависимости от типа турбины). Для котлоагрегатов была проведена аппроксимация зависимости КПД от тепловой нагрузки. По результатам аппроксимации принята линейная зависимость. Для газотурбинных установок проведена аппроксимация зависимости КПД от нагрузки, по результатам которой получен полином второго порядка. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В работе исследовалась задача математического моделирования взаимосвязанной работы топливной, теплоэнергетической и электроэнергетической систем в рамках функционирования ТЭК. Получены аналитические зависимости для разных типов генерирующего оборудования, включающего в себя котлоагрегаты, паровые турбины и газотурбинные установки. Полученные зависимости необходимы для анализа энергетической безопасности и надёжности топливоснабжения и энергоснабжения. Модели тепловых электростанций, представленные в работе, являются наиболее пригодными для анализа энергетической безопасности и надёжности топливоснабжения и энергоснабжения, так как они дают необходимую точность расчетов и учитывают специфику различного генерирующего оборудования, не опускаясь при этом на уровень микропараметров.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс; теплоэлектростанция; моделирование; расходные характеристики; надёжность; энергетическая безопасность.

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ "FWEU-2021-0003") программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с

использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Для цитирования: Крупенёв Д.С., Пискунова В.М., Гальфингер А.Г. Моделирование тепловых электростанций при исследовании надёжности энергоснабжения и энергетической безопасности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 2. С. 12-25. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25.

MODELING OF THERMAL POWER PLANTS IN THE STUDY OF RELIABILITY OF POWER SUPPLY AND ENERGY SECURITY

DS. Krupenev^{1,2}, VM. Piskunova¹, AG. Galfinger¹

¹ Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

² Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

krupenev@isem.irk.ru, vitapiskunova98@gmail.com, galfinger98@mail.ru

Abstract: *RELEVANCE. Maintaining the required level of energy security (ES) and reliability of fuel and energy supply is one of the priority tasks in the management of the energy sector. In the functioning of the fuel and energy complex various threats are possible, which can lead to the violation of the reliability of fuel and energy supply and the emergence of shortages of various types of energy resources. To assess the level of energy security, approaches are considered to form a mathematical model of the FEC, which combines all sectors of the energy sector. Despite the trends of transition to low-carbon energy sources associated with energy transformation, thermal power plants remain one of the main sources of heat and electricity. Due to the ability to generate large amounts of heat only thermal power plants can be a source of centralized energy supply of large territories. In this regard, when modeling the fuel and energy complex, it is necessary to develop mathematical models of TPPs, which will correctly reflect the technological processes that affect the reliability of energy supply. OBJECT. Development of mathematical models of interaction of electric power, heat supply and fuel systems within the framework of thermal power plants designed to study energy security and reliability of fuel and energy supply. METHODS. Mathematical modeling of fuel consumption dependences on electrical and thermal load at thermal power plants is used as methods. To obtain analytical dependencies, the least squares approximation of the consumption characteristics of thermal power plants was carried out. RESULTS. As part of the work, analytical dependences of fuel consumption on thermal and electrical load for various types of thermal units were obtained. For all considered steam turbines, linear dependences of the amount of heat supplied to the turbine on its load (electrical and/or heating depending on the type of turbine) were obtained. For boilers, an approximation of the dependence of efficiency on thermal load was carried out. According to the results of the approximation, a linear dependence is assumed. For gas turbine installations, an approximation of the dependence of the efficiency on the load was carried out, according to the results of which a second-order polynomial was obtained. CONCLUSION. The paper investigates the problem of mathematical modeling of the interconnected operation of fuel, heat and power and electric power systems within the framework of the functioning of the energy sector. Analytical dependences are obtained for different types of generating equipment, including boilers, steam turbines and gas turbine installations. The obtained dependences are necessary for the analysis of energy security and reliability of fuel and energy supply. The models of thermal power plants presented in the paper are the most suitable for the analysis of energy security and reliability of fuel and power supply, as they provide the necessary accuracy of calculations and take into account the specifics of various generating equipment, without dropping to the level of microparameters.*

Keywords: fuel and energy complex; thermal power plant; modeling; flow characteristic; reliability; energy security.

Acknowledgments: The research was carried out under State Assignment Project (no. "FWEU-2021-0003") of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021-2030 using the

For citation: Krupenev DS, Piskunova VM, Galfinger AG. Modeling of thermal power plants in the study of reliability of power supply and energy security. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2023; 25(2):12-25. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25.

Введение (Introduction)

Согласно Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации, целью обеспечения ЭБ является поддержание защищённости экономики и населения страны от различных угроз. Реализация потенциальных угроз, в конечном счете, может приводить к нарушению надёжности топливоснабжения и энергоснабжения и появлению дефицита различных видов энергоресурсов. Для анализа подобных ситуаций существует ряд методов оценки уровня ЭБ [1, 2]. На основании этих методов, возможно, проводить качественный и количественный мониторинг показателей ЭБ и своевременно принимать рациональные решения по обеспечению требуемого уровня ЭБ.

Методы оценки уровня ЭБ можно условно разделить на две группы: индикативный метод и метод моделирования взаимосвязанной работы энергетических систем в рамках функционирования ТЭК. В данном исследовании рассматривается моделирование работы ТЭК. При этом формируется математическая модель, объединяющая такие условно независимые отрасли, как электроэнергетическая, теплоэнергетическая, угольная, нефтеснабжающая и газоснабжающая. В современных условиях развития ТЭК количество моделируемых систем может быть расширено добавлением водохозяйственной, водородоснабжающей и в некоторых случаях хладоснабжающей систем [3, 4].

Несмотря на сопряжённые с энергетической трансформацией тенденции перехода на низкоуглеродные источники энергии [5, 6], тепловые электростанции остаются одним из основных источников тепло- и электроэнергии. В России доля ТЭС в балансе генерации электроэнергии составляет более 60 %. Из-за способности вырабатывать большие объёмы тепловой энергии только ТЭС способны быть источником централизованного энергоснабжения крупных территорий. Актуальность их использования обуславливается возможностью встроиться в энергетический переход, как пример, интеграция технологий улавливания и хранения парниковых газов, внедрение замкнутых циклов с использованием парниковых газов в качестве теплоносителя (цикл Аллама), переход на газ и другие технологии, снижающие углеродный след.

В связи с этим при моделировании ТЭК необходимо разработать математические модели ТЭС, которые будут корректно отражать технологические процессы, влияющие на надёжность энергоснабжения. Целью этого исследования является разработка математических моделей взаимодействия электроэнергетической, теплоснабжающей и топливной систем в рамках работы ТЭС. Разработанные модели будут использоваться в модели ТЭК, предназначенной для исследования энергетической безопасности и надёжности энергоснабжения.

Литературный обзор (Literature Review)

Интерес для проводимого исследования в первую очередь представляет обзор и анализ математических моделей ТЭС, применяемых в математических моделях ТЭК. Целью таких математических моделей является определение дефицита и недоотпуска энергоресурсов. Также целесообразно рассмотреть математические модели, применяемые для оптимизации других параметров функционирования энергосистем, например, различных затрат на производство энергии.

В ИСЭМ СО РАН на протяжении длительного периода ведутся исследования в области энергетической безопасности и разрабатываются специальные математические модели как систем энергетики, так и ТЭК в целом [7-10]. Первая версия математической модели ИСЭМ СО РАН для анализа энергоснабжения получила название «Надёжность ТЭК» [7]. В ней представлено четыре взаимосвязанных подмодели ТЭК: газоснабжение, углеснабжение, нефтепродуктоснабжение и электроэнергетика. В подмодели электроэнергетика все рассматриваемые электростанции делятся на три типа: ТЭС, гидроэлектростанции (ГЭС) и атомные электростанции (АЭС). В качестве энергоресурса представлена электроэнергия (МВт·ч), что не позволяет в полной мере учесть специфику системы и форму графика потребления мощности. Теплоэнергетика представлена блоком котельных. ТЭС, в зависимости от вида основного топлива, подразделяются на угольные, мазутные, газо-мазутные. Отдельно выделяются электростанции, работающие на местных

видах топлива (торф, сланец) и на вторичных энергоресурсах. В этой модели отсутствовало взаимодействие между тепло- и электроэнергетикой. Модель «Надежность ТЭК» была модифицирована в модель «Резерв» [8], а затем в «Резерв 2» [9]. При модификации была добавлена возможность учета запасов топлива и резервов мощности. В новой модели тепловые электростанции были разделены на КЭС и ТЭЦ, в результате чего появилась взаимосвязь между тепло- и электроэнергией, которая выражалась через граничные режимы работы ТЭЦ: теплофикационный и конденсационный. В следующей модификации модель была переименована в «Модель развития ТЭК» [10]. На сегодняшний день она является последней. Взаимодействие электроэнергетической и теплоэнергетической систем в ней представлено через коэффициент зависимости генерации электроэнергии от теплофикационной нагрузки, находящийся в пределах от 1 до 4. Коэффициент был определен на основании статистических данных выработки тепло- и электроэнергии за один репрезентативный год на различных ТЭЦ. Данный метод моделирования приблизительно отражает реальные процессы и не дает высокой точности расчетов.

В работах [11, 12] представлена многопараметрическая модель функционирования ТЭК при различных режимах работы, которая предназначена для анализа состояния ТЭК при крупномасштабных повреждениях. В модели учитывается возможность применения различных видов топлива на одной электростанции, однако отсутствует учет тепловой энергии и разделение ТЭС на КЭС и ТЭЦ, в связи, с чем проанализировать взаимодействие электрической и тепловой энергии не представляется возможным. Электрические станции в данной работе представляются в виде узла-преобразователя топлива в электроэнергию. Преобразование моделируются при помощи линейных уравнений, ограничения задаются в виде неравенств.

В рассмотренных выше работах представлены математические модели ТЭК, предназначенные для анализа надёжности топливо- и энергоснабжения. В этих работах представлены принципы учета функционирования ТЭС, которые дают грубые оценки из-за высокой степени агрегированности.

Для формирования более полной картины в области моделирования ТЭС при исследовании надёжности топливо- и энергоснабжения необходимо проанализировать работы, сосредоточенные на моделировании ТЭС без учета других элементов и систем ТЭК, а также работ, где учитываются сугубо экономические критерии. В большинстве подобных работ взаимодействие электроэнергетической, теплоснабжающей и топливной систем описывается двумя способами: формируя мульти-энергетическую систему (МЭС) или моделируя ТЭС отдельно.

Первый способ представлен в статьях [13-19]. Взаимодействие различных энергопотоков в МЭС описывается на основании концепции энергетического хаба. Хаб состоит из элементов - преобразователей, каждый из которых характеризуется величиной КПД. В проанализированных работах топливные системы МЭС в основном представлены газом, реже биотопливом. В качестве преобразователей топлива в электрическую и тепловую энергию чаще всего моделируются газовые бойлеры, газотурбинные установки (ГТУ) и котлы утилизаторы. Зависимости выработки электроэнергии от выработки тепловой энергии в рассмотренных работах не представлены. МЭС, как правило, представлены изолированными системами, например, МЭС зданий, предприятий, районов, поселков и т.п. Однако принцип моделирования, применяемый в рассмотренных работах, может быть перенесен и на крупные системы с определенными доработками и формированием новых критериев. Эти принципы будут заключаться в формировании зависимостей между генерацией тепловой и электрической энергии, а также в учете разнообразия топлива.

Второй способ описания взаимодействия электроэнергетической, теплоснабжающей и топливной систем представлен в статьях [20-30]. В работе [20] авторы представили математическую модель угольной ТЭЦ с резервуаром для хранения термоклина, бойлером и тепловым насосом, а также провели оптимизацию функционирования системы с каждой из вышеперечисленных технологий. В работах [21,22] авторы более подробно описали моделирование технологий разделения энергии и их влияние на модель ТЭЦ. Расход топлива на ТЭЦ представлен в виде функции от тепловой и электрической нагрузки, которая не может быть получена аналитически. В связи с этим авторы рассчитали допустимую область эксплуатации ТЭЦ с учетом ряда технологических и эксплуатационных ограничений, таких как минимальные и максимальные электрическая и тепловая мощность турбины, минимальная и максимальная нагрузка котлоагрегата и т.д. Далее авторы определяют расход топлива с

учетом допустимой области эксплуатации. Целевая функция модели – снижение расхода угля. Модель ТЭЦ, представленная в данном цикле работ, подходит для применения при моделировании ТЭК, так как она достаточно точно отражает технологический процесс на ТЭЦ, при этом не опускаясь до микропараметров. В работах [28-30] представлены подробные модели ТЭС. Подобное моделирование может применяться при исследовании ТЭС как самостоятельной структуры, но из-за учета большого количества микропараметров подобные модели трудноприменимы для исследований ТЭК.

Таким образом, анализ математических моделей ТЭС, используемых при моделировании ТЭК в задачах оценки надёжности топливо- и энергоснабжения показал, что чаще всего ТЭС представлены в упрощенном виде с грубыми допущениями, влияющими на результаты оценки. В то же время существует ряд подходов обособленного моделирования ТЭС, которые могут быть адаптированы для применения в моделировании ТЭК при исследовании энергетической безопасности и надёжности топливо- и энергоснабжения.

Материалы и методы (Materials and methods)

В работе рассматриваются вопросы математического моделирования ТЭС при исследовании энергетической безопасности и надёжности топливо- и энергоснабжения. ТЭС рассматривается как объект, включающий три условно независимые подсистемы ТЭК: топливную, электроэнергетическую и теплоснабжающую.

Для корректного моделирования взаимодействия топливного сегмента с электроэнергетической и теплоснабжающей системами необходимо учитывать реальные зависимости расхода топлива от генерации тепло- и электроэнергии на ТЭС. Это может быть сделано на основании трех подходов к моделированию ТЭС:

- первый подход предусматривает упрощенное моделирование на основании агрегации совокупности ТЭС, находящихся в одной энергозоне. Основной проблемой при этом является низкая точность результата. Этот подход наиболее применим для проведения исследований при долгосрочном планировании развития ТЭК. Положительной стороной подхода является относительная простота при реализации и интерпретации результатов [7-10];

- второй подход основан на применении типовых диаграмм режима для моделирования отдельных ТЭС. Этот подход дает более высокую точность по сравнению с предыдущим, не опускаясь до микропараметров агрегатов. В отдельных случаях при отсутствии аналитических зависимостей выработки электро- и теплоэнергии от потребления топлива, необходима трудозатратная начальная подготовка, заключающаяся в аппроксимации характеристик элементов электрических станций. В современных условиях развития информационных технологий и математического аппарата этот подход является наиболее приемлемым для решения задач исследования энергетической безопасности и надёжности топливо- и энергоснабжения;

- третий подход основан на моделировании ТЭС по точным параметрам работы их оборудования. Этот подход является наиболее точным и детальным, так как учитывает состояние энергоносителя на каждом этапе производства тепло- и электроэнергии. На практике при моделировании крупных энергосистем таким способом возникают серьёзные трудности, так как необходима детальная информация по каждому генерирующему объекту, которая часто недоступна даже для эксплуатационного персонала ТЭС [23-30].

Для отражения технического процесса производства электро- и теплоэнергии были выделены ключевые составляющие станций для различных видов ТЭС: конденсационных электростанций (КЭС), теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), ГТУ и парогазовых установок (ПГУ). Для получения аналитических зависимостей необходимых для математического моделирования ТЭС производилась аппроксимация графиков и диаграмм, представленных в типовых характеристиках и руководящих документах, при помощи метода наименьших квадратов. С целью получения оптимальных зависимостей сравнивались результаты четырёх способов аппроксимации: среднего значения, линеаризации, квадратичной и кубической регрессии.

Результаты (Results)

Аппроксимация зависимости выработки электроэнергии от расхода подводимого тепла для конденсационных турбин (К)

Основной особенностью турбин типа К является отсутствие отборов пара. Тепло, подводимое к турбине - Q_0 (Гкал/ч), расходуется только на генерацию электроэнергии N (МВт), после чего отработанный пар поступает в конденсатор. Для данного типа турбин проанализирован ряд типовых характеристик, соответствующих турбоагрегатам с

различными номинальными мощностями. Зависимость генерации электроэнергии от количества подводимого тепла линейна (1), а коэффициенты a и b различны для турбин разных номинальных мощностей. Эти коэффициенты представлены в таблице 1.

$$Q_0 = a \cdot N + b \quad (1)$$

Таблица 1

Table 1

Коэффициенты, полученные при аппроксимации зависимости выработки электроэнергии от расхода тепла, для турбин типа К

Coefficients obtained by approximating the heat consumption dependency of electricity generation to type K turbines

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт					
	50-60	100	160	200-220	300-330	500-550
a	2,289	2,126	2,033	1,952	1,951	1,933
b	3,4115	6,01	12,73	3,8	3,07	-7,4785

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Аппроксимация зависимости выработки электроэнергии и тепла от расхода подводимого тепла для теплофикационных турбин (Т)

Полная мощность, генерируемая турбиной типа Т, складывается из вынужденной и конденсационной составляющих. В теплофикационном режиме конденсационная мощность принимается минимально допустимой и равной 5,5% от номинальной. В теплофикационном режиме с независимой выработкой электроэнергии конденсационная мощность может повышаться за счет чего будет регулироваться генерация электроэнергии.

Из режимных диаграмм для турбин типа Т разной мощности были получены массивы точек, на основании которых, методом наименьших квадратов получены линейные зависимости следующего типа:

$$Q_0 = a \cdot N + b \cdot Q_m + c, \quad (2)$$

где Q_m (Гкал/ч) – теплофикационный отбор турбины.

Коэффициенты для турбин разных номинальных мощностей сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Table 2

Коэффициенты, полученные при аппроксимации зависимости выработки электроэнергии и тепла от расхода подводимого тепла, для турбин типа Т

Coefficients obtained by approximating the dependence of electricity and heat generation on the input heat consumption for T-type turbines

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт		
	50-60	100-120	175-210
a	1,962	1,959	1,761
b	-0,707	-0,731	-0,691
c	22,831	38,886	71,747

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Аппроксимация зависимости выработки электроэнергии, тепла и отборов пара от расхода подводимого тепла для теплофикационных турбин с промышленным отбором пара (ПТ)

Турбины типа ПТ представляют наибольшую сложность для математического моделирования в связи с тем, что Q_0 для данного типа турбин зависит от трех величин: генерации электроэнергии, теплофикационного и промышленного отборов пара. Кроме того, для этих турбин типовые характеристики не унифицированы: тепловые отборы в разных документах представлены либо в виде количества пара D (т/ч), либо в виде количества теплоты Q (Гкал/ч). Для унификации модели потребовался перевод количества пара в количества теплоты (3-5) [31]:

$$Q_0 = (840,3 - i_{n.s}) \cdot D_0 \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

$$Q_n = (i_n - 100) \cdot D_n \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

$$Q_m = (i_m - 100) \cdot D_m \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где D_0 (т/ч) – количество пара, подводимое к турбине; D_m (т/ч) – количество пара в теплофикационном отборе турбины; D_n (т/ч) – количество пара в промышленном отборе турбины; Q_n (Гкал/ч) – промышленный отбор пара; $i_{n.e}$, i_n и i_m (кДж·моль⁻¹) – энтальпии питательной воды, промышленного и теплофикационного отборов соответственно. Они представляют собой полиномы второго порядка и определяются из графиков, представленных в РД рассматриваемых турбин.

Искомая зависимость для турбин типа ПТ определяется из диаграммы режимов, которая представляет собой нелинейную зависимость Q_0 от мощности турбины и отборов пара. В работе [4] для турбины ПТ-60-130/13 ЛМЗ была определена данная зависимость, средняя ошибка аппроксимации которой составляет менее 1%:

$$Q_0 = 0,000378 \cdot (N + m \cdot D_t)^2 + 0,275888 \cdot (N + m \cdot D_t) + 3,171708 + (1,1 + ((N + m \cdot D_t - 2) \cdot \beta)) \cdot \frac{D_p}{20}, \quad (6)$$

где β – поправочный коэффициент, определенный аналитически, m – безразмерная константа, учитывающая масштаб типовой диаграммы.

Сложности получения данной зависимости и ее уникальность (для турбин разных номинальных мощностей) привели к необходимости упрощения. Таким образом, было решено привести зависимость (6) к виду (7) методом, примененным для турбин типа Т.

$$Q_0 = a \cdot N + b \cdot Q_n + c \cdot Q_m + d, \quad (7)$$

Коэффициенты для разных номинальных мощностей представлены в таблице 3.

Таблица 3

Table 3

Коэффициенты, полученные при аппроксимации зависимости выработки электроэнергии, теплофикационного и промышленного отборов пара от расхода тепла, для турбин типа ПТ
Coefficients obtained by approximating the dependence of electricity generation, heating and industrial extraction of steam on heat consumption for PT-type turbines

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт		
	60	80	135
a	1,673	1,842	1,329
b	0,608	0,709	0,567
c	0,264	0,389	0,309
d	21,972	19,316	84,782

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

Аппроксимация зависимости выработки электроэнергии, тепла и отборов пара от расхода подводимого тепла для турбин с противодавлением (Р)

Для турбин типа Р характерен только один режим работы – теплофикационный. Турбины типа Р могут быть описаны двумя обобщающими уравнениями. Уравнение (8) описывает зависимость между вынужденной генерацией электроэнергии N_{mf} (МВт) от количества отбираемого пара Q_n (Гкал/ч).

$$N_{mf} = 0,3081 \cdot Q_n - 18,3913, \quad (8)$$

Для унификации всех единиц измерения промышленный отбор пара выражается через количество тепла. Количество подведенной к турбине теплоты определяется по формуле (9).

$$Q_0 = 0,2696 \cdot Q_n - 14,8424. \quad (9)$$

Коэффициенты уравнений (8) и (9) получены из типовых диаграмм режимов, представленных в руководящих документах.

Аппроксимация зависимости выработки тепла от расхода топлива для котлоагрегатов

На ТЭС с паровыми турбинами преобразование в тепловую энергию первичного энергоносителя – топлива – происходит в котлоагрегатах, в связи с чем необходимо получить зависимости расхода топлива в котле от тепловой нагрузки. Одна из основных характеристик котлоагрегата – это его КПД, который определяется как отношение

полезной теплоты, переданной теплоносителю, к теплоте, полученной при сгорании топлива. При различных режимах работы котлов КПД принимает разные значения, таким образом, существует нелинейная зависимость КПД от нагрузки. Нелинейность связана с тем, что при работе котлоагрегата возникают различные тепловые потери. При низкой загрузке котла (рис.1, точка А) основную роль играют потери тепловой энергии в окружающую среду. При увеличении вырабатываемой тепловой энергии данные потери снижаются, но при этом увеличиваются потери теплоты с уходящими газами, а также потери от химической и механической неполноты сгорания топлива. При оптимальной загрузке котлоагрегата (рис.1, точка Б) наблюдаются наименьшие суммарные тепловые потери. После прохождения данной точки второй тип потерь начинает возрастать в ускоренном темпе, в связи с чем наблюдается снижение КПД (рис. 1, точка В) [32].

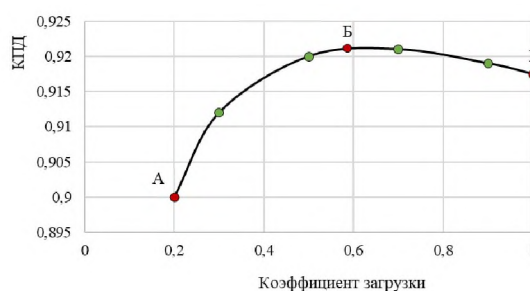


Рис. 1. Зависимость КПД котла от коэффициента загрузки
 Fig. 1. Dependence of boiler efficiency on load factor
 Источник: составлено автором. Source: compiled by the author.

На рисунке 1 представлена усредненная зависимость КПД котлов различной мощности от коэффициента загрузки.

Для учета зависимости КПД котла от нагрузки была произведена аппроксимация типового графика зависимости КПД котла от коэффициента загрузки. Результаты аппроксимации приведены на рисунке 2 и сведены в таблицу 4.

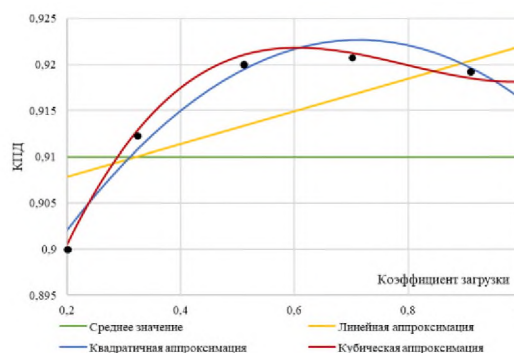


Рис.2. Результаты аппроксимации КПД от коэффициента загрузки
 Fig. 2. Results of approximation of the efficiency from the load factor
 Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Таблица 4
 Table 4

Результаты аппроксимации зависимости КПД котлоагрегата от коэффициента загрузки
 Results of approximation of the dependence of the boiler efficiency on the load factor

Метод	Зависимость	Коэффициент корреляции	Коэффициент детерминации	Средняя ошибка аппроксимации, %
Среднее значение	$\eta_k = 0,91$	-	-	1.0989
Линеаризация	$\eta_k = 0,01769 \cdot \beta + 0,9043$	0,71633	0,51313	0,49492
Квадратичная регрессия	$\eta_k = -0,07796 \cdot \beta^2 + 0,11124 \cdot \beta + 0,88299$	0,97204	0,94486	0,17342
Кубическая регрессия	$\eta_k = 0,1319 \cdot \beta^3 - 0,3155 \cdot \beta^2 + 0,23659 \cdot \beta + 0,86478$	0,99613	0,99228	0,06152

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Как видно из таблицы 4 средняя ошибка аппроксимация при линеаризации не превышает 0,5 %. Поэтому имеются все основания использовать именно этот вид аппроксимации.

Для определения потребления топлива B котлоагрегата используется следующая зависимость [32]:

$$B = \frac{Q_0}{\eta_k \cdot Q_m}, \quad (10)$$

где Q_0 (Гкал/ч) – теплотворная способность топлива. η_k - КПД котла.

Аппроксимация зависимости выработки электроэнергии и тепла от расхода топлива для газотурбинных и парогазовых установок

Газотурбинные установки могут работать как отдельно, так и вместе с паровыми турбинами, образуя ПГУ. В качестве источника данных для модели были выбраны ГТУ компании Capstone. Для одиночного использования ГТУ характерен низкий КПД цикла выработки электроэнергии (до 35%), при применении паровых турбин КПД возрастает до 65% (с учетом наличия теплофикационных отборов).

ГТУ

Для аппроксимации зависимости электрического КПД от коэффициента загрузки ГТУ (Рис. 3) также используется метод наименьших квадратов:

$$\eta_{ГТУ} = -0,16071 \cdot \beta^2 + 0,45929 \cdot \beta + 0,02429. \quad (11)$$

Зависимость потребления топлива от генерации электроэнергии на ГТУ будет иметь следующий вид [33]:

$$B = \frac{N_{ГТУ}}{\eta_{ГТУ} \cdot Q_{газа}}, \quad (12)$$

где $N_{ГТУ}$ – электрическая мощность газовой турбины (МВт); $\eta_{ГТУ}$ - электрический КПД газовой турбины (формула 11); $Q_{газа}$ (Гкал/кг) – теплотворная способность газа.

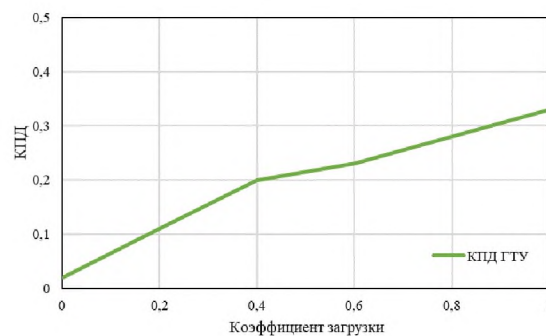


Рис. 3. Зависимость КПД основных типов ГТУ от коэффициента загрузки Fig. 3. Dependence of efficiency of main types of GTU on loading coefficient

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

ПГУ

Включение котла утилизатора и паровой турбины последовательно с газовой турбиной позволяет повысить КПД электростанции более чем в два раза. Электрическая энергия, генерируемая ПГУ, состоит из двух составляющих: газовой и паровой. В связи с этим математическое описание турбины выражается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} B = \frac{N_{ГТУ} + Q_0}{\eta_{ПГУ} \cdot Q_{газа}} \\ N_{ПГУ} = N_{ГТУ} + N \end{cases} \quad (13)$$

где N – электрическая мощность паровой турбины (МВт); $N_{ПГУ}$ - суммарная мощность ПГУ (МВт); Q_0 - количество тепла, переданного паровой турбине, определяется в

зависимости от типа паровой турбины по формулам (1), (7), (9); $\eta_{ПГУ}$ - КПД ПГУ, определяемый из рис. 4:

$$\eta_{ПГУ} = -0,08036 \cdot \beta^2 + 0,31893 \cdot \beta + 0,655. \quad (14)$$

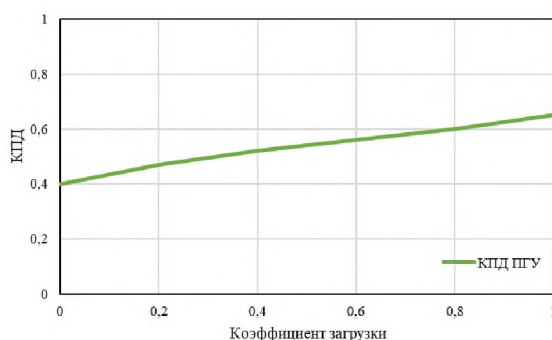


Рис. 4. Зависимость КПД ПГУ от коэффициента загрузки

Fig. 4. Dependence of GGS efficiency on load factor

Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Обсуждение (Discussions)

Исследование проблем обеспечения надёжного топливоснабжения и энергоснабжения является неотъемлемой частью планирования развития энергосистем. Это прежде всего продиктовано высокой ценой отказа энергооборудования и появлением ущерба у потребителей из-за прерывания энергоснабжения. В статье рассмотрен вопрос математического моделирования ТЭС для дальнейшего использования разработанных моделей при моделировании топливно-энергетического комплекса. На основании проведенного анализа выявлено, что во многих рассмотренных исследованиях используются «грубые» математические модели ТЭС, которые могут приводить к искажению результатов. Существует ряд подробных моделей, которые из-за высокой детализации трудноприменимы при моделировании ТЭК. Также ряд работ направлен на решение частных экономических вопросов при управлении функционированием энергосистем.

В рамках представленной работы были получены аналитические зависимости потребления топлива от тепловой и электрической нагрузки для различных видов тепловых агрегатов ТЭС. Для паровых турбин были получены зависимости количества теплоты, подводимого к турбине, от ее нагрузки (электрической и/или тепловой в зависимости от типа турбины). Аппроксимация типовых диаграмм была проведена методом наименьших квадратов.

Для котлоагрегатов была проведена аппроксимация зависимости КПД от тепловой нагрузки четырьмя методами: усреднение, линеаризация, квадратичная и кубическая регрессия. По итогам аппроксимации определено, что все полученные зависимости (кроме среднего значения) имеют практически одинаковый коэффициент детерминации, в связи с чем для моделирования ТЭК целесообразно принять линейную зависимость.

Для ГТУ и ПГУ проводилась аппроксимация зависимости КПД от нагрузки. В результате были получены полиномы второго порядка.

Представленный способ описания тепловых электростанций является наиболее пригодным для анализа энергетической безопасности и надежности топливно- и энергоснабжения, так как он дает необходимую точность расчетов и учитывает специфику различного генерирующего оборудования, не опускаясь на уровень микропараметров.

Заключение (Conclusions)

В этой работе предложен подход к формированию математических моделей тепловых электростанций для описания взаимосвязи топливной, теплоэнергетической и электроэнергетической систем в рамках функционирования топливно-энергетического комплекса. Получены аналитические зависимости для разных типов генерирующего оборудования, включающего котлоагрегаты, паровые турбины и газотурбинные установки. Эти зависимости предназначены для интеграции в единую модель топливно-энергетического комплекса, используемую для анализа надежности энергоснабжения и энергетической безопасности.

Литература

1. Бушуев В. В., Воропай Н. И., Мастепанов А. М., и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука, 1998. 302 с.
2. Пяткова Н. И., Сендеров С. М., Чельцов М. Б., и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2000. № 6. С. 31-39.
3. Piskunova V.M. Methodological aspects of modeling the fuel and energy complex in the context of energy security // E3S Web of Conferences. 2021. Vol. 289.
4. Piskunova V.M., Krupenev D.S., Krupenev E.A., et al. Modelling the combined heat and power plants with steam turbines in the study of energy security problems // Environmental and Climate Technologies. 2021. Vol. 25, № 1. pp. 816–828.
5. Smil V. Energy Transitions: Global and National Perspectives, 2nd Edition; 2017.
6. Кулапин А.И. Энергетический переход: Россия в глобальной повестке // Энергетическая политика. 2021. №7(161). С. 10-15.
7. Зоркальцев В.И. Методы прогнозирования и анализа эффективности функционирования системы топливоснабжения. М.: Наука, 1988. 144с.
8. Надежность систем энергетики и их оборудования / под общей редакцией Ю. Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. 480 с.
9. Антонов Г.Н., Черкесов Г.П., Криворуцкий Л.Д. и др. Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1990. 285 с.
10. Иерархическое моделирование систем энергетики / под. ред. Воропая Н.И., Стенникова В.А. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2020. 314 с. doi: 10.21782/B978-5-6043021-9-4
11. Козлов М.В., Малашенко Ю.Е., Назарова И.А. и др. Управление топливно-энергетической системой при крупномасштабных повреждениях. I. Сетевая модель и программная реализация // Известия РАН. ТиСУ. 2017. № 6. С. 50–73.
12. Малашенко Ю.Е., Назарова И.А. и др. Управление топливно-энергетической системой при крупномасштабных повреждениях. II. Постановки задач оптимизации // Известия РАН. ТиСУ. 2018. № 2. С. 39–51.
13. Yang S., Tan Z., Lin H., Li P., et al. A two-stage optimization model for Park Integrated Energy System operation and benefit allocation considering the effect of Time-Of-Use energy price // Energy. 2020. Vol. 195, №6.
14. Wu D., Han Z., Liu Z., et al. Comparative study of optimization method and optimal operation strategy for multiscenario integrated energy system // Energy. 2021. Vol. 217.
15. Luo F., Shaoa J., Jiaoa Z., et al. Research on optimal allocation strategy of multiple energy storage in regional integrated energy system based on operation benefit increment // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2021. Vol. 125, №3.
16. Li P., Wang Z., Yang W., et al. Hierarchically partitioned coordinated operation of distributed integrated energy system based on a master-slave game // Energy. 2021. Vol. 214, №2.
17. Qin C., Wang L., Han Z., et al. Weighted directed graph based matrix modeling of integrated energy systems // Energy. 2021. Vol. 214.
18. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Уколова Е.В. Принципы построения модели энергетического хаба // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т.11. №3(43). С. 3–12.
19. Tukura N., O.Osigwe E. A model for booster station matching of gas turbine and gas compressor power under different ambient conditions // Heliyon. 2021. Vol. 7, №6.
20. Liu M., Wang S., Zhao Y., et al. Heat–power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: Operation flexibility and thermodynamic performance // Energy. 2019. Vol. 188.
21. Lai F., Wang S., Liu M., et al. Operation optimization on the large-scale CHP station composed of multiple CHP units and a thermocline heat storage tank // Energy Conversion and Management. 2020. Vol. 211.
22. Liu M., Wang S., Yan J. Operation scheduling of a coal-fired CHP station integrated with power-to-heat devices with detail CHP unit models by particle swarm optimization algorithm // Energy. 2021. Vol. 214.
23. Qian Z., Agnew B. An assessment of Horlock’s approximate analysis of feed and district heating cycles for steam and CHP plant // Thermal Science and Engineering Progress. 2021. Vol. 22.
24. Santos M., André J., Mendes R., et al. Design and modelling of a small scale biomass-fueled CHP system based on Rankine technology // Energy Procedia. 2017. Vol. 129. pp. 676 – 683.

25. Wang Y., Wehrle L., Banerjee A., et al. Analysis of a biogas-fed SOFC CHP system based on multi-scale hierarchical modeling // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 163. pp. 78 – 87.
26. Horlock J.H. Approximate analyses of feed and district heating cycles for steam combined heat and power plant // *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Power and Process Engineering*. 1987. Vol. 201, №3. pp. 193-200.
27. Новосёлов В.Б., Бродов Ю.М., Литвинов Е.В., и др. Повышение эффективности работы электростанций путём организации дополнительных отборов пара от паровых турбин // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2018. Т. 20. № 1-2. С. 90–99.
28. Клер А.М., Тюрина Э.А., Медников А.С. Математическое моделирование установок комбинированного производства жидких углеводородов и электроэнергии на основе угля // *Химия твердого топлива*. 2020. № 3. С. 14-26.
29. Клер А.М., Алексеюк В.Э. Эффективная методика настройки математических моделей теплоэнергетического оборудования на его фактическое состояние // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления*. 2019. №31. С. 136-158.
30. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии // *Известия Российской Академии Наук. Энергетика*. 2014. № 2. С. 71-80.
31. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / под. ред. Бузина Д.П. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986. 272с.
32. Александров В.Г. Паровые котлы средней и малой мощности. М. – Л.: Энергия, 1966г. 248с.
33. Ферзиллаев В.И., Гулик О.Н. Анализ методик моделирования режимов работы ГТУ. Методика Иванова Э.С. // *Инновации. Наука. Образование*. 2020. № 22. С. 241-251.

Авторы публикации

Крупенёв Дмитрий Сергеевич – канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией «Надёжности топливо- и энергоснабжения» ИСЭМ СО РАН.

Пискунова Виктория Михайловна – аспирант института энергетики ИРНИТУ, ассистент кафедры теплоэнергетики.

Гальфингер Артур Густавович – аспирант института энергетики ИРНИТУ.

References

1. Bushuev VV, Voropai NI, Mastepanov AM, et al. *Energeticheskaya bezopasnost' Rossii*. Novosibirsk: Nauka; 1998.
2. Pyatkova NI, Senderov SM, Chel'tsov MB, et al. Primenenie dvukhurovnevoi tekhnologii issledovani pri reshenii problem energeticheskoi bezopasnosti. *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*. 2000; 6:31-39.
3. Piskunova VM. Methodological aspects of modeling the fuel and energy complex in the context of energy security. *E3S Web of Conferences*. 2021; 289. doi: 10.1051/e3sconf/202128901011.
4. Piskunova VM, Krupenev DS, Krupenev EA, et al. Modelling the combined heat and power plants with steam turbines in the study of energy security problems. *Environmental and Climate Technologies*. 2021; 25(1):816–828. doi: 10.2478/rtuct-2021-0061
5. Smil V. *Energy Transitions: Global and National Perspectives*, 2nd Edition; 2017.
6. Kulapin AI. Energeticheskii perekhod: Rossiya v global'noi povestke. *Energeticheskaya politika*. 2021; 7(161):10-15.
7. Zorkal'tsev VI. *Metody prognozirovaniya i analiza effektivnosti funktsionirovaniya sistem toplivosnabzheniya*. Moscow: Nauka; 1988.
8. Rudenko YuN., editors. *Nadezhnost' sistem energetiki i ikh oborudovaniya*. Moscow: Energoatomizdat, 1994.
9. Antonov GN, Cherkosov GP, Krivorutskii LD, et al. *Metody i modeli issledovaniya zhivuchesti sistem energetiki*. Novosibirsk: Nauka; 1990.
10. Voropai NI, Stennikov VA, editors. *Hierarchical modeling of energy systems*. NOVOSIBIRSK ACADEMIC PUBLISHING HOUSE «GEO»; 2020.

- 11.Kozlov MV, Malashenko YE, Nazarova IA, et al. Fuel and energy system control at large-scale damages. I. Network model and software implementation. *Journal of Computer and Systems Sciences International*. 2017; 56(6):945-968.
- 12.Malashenko YuE, Nazarova IA, et al. Upravlenie toplivno-energeticheskoi sistemoi pri krupnomasshtabnykh povrezhdeniyakh. II. Postanovki zadach optimizatsii. *Izvestiya RAN. TiSU*. 2018; 2:39–51.
- 13.Yang S., Tan Z., Lin H., Li P., et al. A two-stage optimization model for Park Integrated Energy System operation and benefit allocation considering the effect of Time-Of-Use energy price. *Energy*. 2020; 195(6). doi: [10.1016/j.energy.2020.117013](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117013)
- 14.Wu D., Han Z., Liu Z., et al. Comparative study of optimization method and optimal operation strategy for multiscenario integrated energy system. *Energy*. 2021; 217. doi: [10.1016/j.energy.2020.119311](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119311)
- 15.Luo F., Shaoa J., Jiaoa Z., et al. Research on optimal allocation strategy of multiple energy storage in regional integrated energy system based on operation benefit increment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021; 125(3). doi: [10.1016/j.ijepes.2020.106376](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106376)
- 16.Li P., Wang Z., Yang W., et al. Hierarchically partitioned coordinated operation of distributed integrated energy system based on a master-slave game. *Energy*. 2021; 214(2). doi: [10.1016/j.energy.2020.119006](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119006)
- 17.Qin C., Wang L., Han Z., et al. Weighted directed graph based matrix modeling of integrated energy systems. *Energy*. 2021; 214. doi: [10.1016/j.energy.2020.118886](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118886).
- 18.Gerasimov DO, Suslov KV, Ukolova EV. Principles of building a model energy cable. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo ehnergeticheskogo universiteta*. 2019; 43(3):3-12.
- 19.Tukura N, O.Osigwe E. A model for booster station matching of gas turbine and gas compressor power under different ambient conditions. *Heliyon*. 2021; 7(6). doi: [10.1016/j.heliyon.2021.e07222](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07222)
- 20.Liu M., Wang S., Zhao Y., et al. Heat–power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: Operation flexibility and thermodynamic performance. *Energy*. 2019; 188. doi: [10.1016/j.energy.2019.116074](https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116074)
- 21.Lai F., Wang S., Liu M., et al. Operation optimization on the large-scale CHP station composed of multiple CHP units and a thermocline heat storage tank. *Energy Conversion and Management*. 2020; 211. doi: [10.1016/j.enconman.2020.112767](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112767)
- 22.Liu M., Wang S., Yan J. Operation scheduling of a coal-fired CHP station integrated with power-to-heat devices with detail CHP unit models by particle swarm optimization algorithm. *Energy*. 2021; 214. doi: [10.1016/j.energy.2020.119022](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119022)
- 23.Qian Z., Agnew B. An assessment of Horlock’s approximate analysis of feed and district heating cycles for steam and CHP plant. *Thermal Science and Engineering Progress*. 2021; 22. doi: [10.1016/j.tsep.2020.100746](https://doi.org/10.1016/j.tsep.2020.100746)
- 24.Santos M., André J., Mendes R., et al. Design and modelling of a small scale biomass-fueled CHP system based on Rankine technology. *Energy Procedia*. 2017; 129:676 – 683. <https://doi.org/10.1016/j.egvpro.2017.09.143>
- 25.Wang Y., Wehrle L., Banerjee A., et al. Analysis of a biogas-fed SOFC CHP system based on multi-scale hierarchical modeling. *Renewable Energy*. 2021; 163:78 – 87. doi: [10.1016/j.renene.2020.08.091](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.091)
- 26.Horlock J.H. Approximate analyses of feed and district heating cycles for steam combined heat and power plant. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Power and Process Engineering*. 1987; 201(3):193-200. doi: [10.1243/PIME_PROC_1987_201_024_02](https://doi.org/10.1243/PIME_PROC_1987_201_024_02)
- 27.Novoselov VB, Brodov YM, Litvinov EV, et al. Increase efficiency of electric power stations by way of organization of additional choice of steam from steam turbines. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2018; 20(1-2):90-99.
- 28.Kler AM, Tyurina EA, Mednikov AS. Matematicheskoe modelirovanie ustanovok kombinirovannogo proizvodstva zhidkikh uglevodorodov i elektroenergii na osnove uglya. *Khimiya tverdogo topliva*. 2020; 3:14-26.
- 29.Kler AM, Alekseyuk VE. Effektivnaya metodika nastroiки matematicheskikh modelei teploenergeticheskogo oborudovaniya na ego fakticheskoe sostoyanie. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniya*. 2019; 31:136-158.
- 30.Kler AM, Maksimov AS, Chalbyshchev AV, et al. Optimizatsiya rezhimov raboty TETs dlya maksimizatsii pribyli v usloviyakh balansiruyushchego rynka elektroenergii. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Energetika*. 2014; 2:71-80.
- 31.Benenson EI, Ioffe LS, Buzina DP, editor. Teplofikatsionnye parovye turbiny. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Energoatomizdat, 1986.
- 32.Aleksandrov VG. Parovye kotly srednei i maloi moshchnosti. M. – L.: Energiya, 1966.

(In Russ).

33.Ferzillayev VI, Gulik ON. Analiz metodik modelirovaniya rezhimov raboty GTU. Metodika Ivanova E.S. *Innovatsii. Nauka. Obrazovanie*. 2020; 22:241-251. (

Authors of the publication

Dmitry S. Krupenev - Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Victoria M. Piskunova - Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Artur G. Galfinger - Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Шифр научной специальности:

2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки)

Смежные специальности в рамках группы научной специальности:

2.4.3. Электроэнергетика

Получено

08.02.2023г.

Отредактировано

22.02.2023г.

Принято

22.02.2023г.