



Оценка влияния гидроаккумулирующей электростанции на нормальный режим работы электроэнергетической системы Монголии

Ш.Н. Сидиков^{1✉}, А.Г. Русина², Т. Осгонбаатар³, А.Ю. Арестова⁴, Б. Буренцагаан⁵

¹⁻⁴Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

⁵Государственный университет науки и технологий, Улан-Батор, Монголия

Резюме. Цель – оценить влияние интеграции гидроаккумулирующих электростанций на установившийся режим работы Центральной энергосистемы Монголии и надежность ее функционирования в условиях роста электропотребления и увеличения доли возобновляемых источников энергии. Исследование выполнено на основе метода машинного обучения, в частности ансамблевых моделей и статистических ранговых моделей для построения модели суточного графика электропотребления, а также генерации ветровых и солнечных электростанций. Расчеты выполнялись с использованием открытого программного обеспечения Pandapower, что позволило учесть реальные технические характеристики электросетевого оборудования, провести анализ нормальных режимов и оптимизацию режимных параметров. Результаты моделирования показали, что интеграция четырех гидроаккумулирующих электростанций суммарной мощностью 250 МВт позволяет значительно сгладить неравномерность суточного графика выработки тепловых станций. Коэффициент неравномерности, показывающий отношение минимальной суточной нагрузки к максимальной, возрос с 0,8 до 0,96. Анализ режимных параметров не выявил перегрузки системообразующих линий электропередачи или недопустимого отклонения напряжения в узлах. Показано, что суммарные потери мощности в Центральной энергосистеме Монголии при интеграции гидроаккумулирующих электростанций незначительно возросли и составили 5,54% (без учета они составляли 5,36%). Это подтверждает, что перераспределение значительных объемов мощности, связанное с ростом доли возобновляемых источников энергии в энергосистеме Монголии, требует тщательного анализа технического состояния оборудования и увеличения пропускной способности линий электропередачи. Таким образом, внедрение гидроаккумулирующих электростанций к 2030 г. сделает управление режимами работы центральной энергосистемы Монголии более гибким. Это позволит увеличить внутреннее производство электроэнергии, снизить активные потери в сети, уменьшить объем импорта электроэнергии из России, сократить риски перебоев в центральном регионе Монголии и эффективно решить проблему дефицита электроэнергии.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, гидроаккумулирующая электростанция, возобновляемые источники энергии, баланс активной мощности, установившийся режим

Для цитирования: Сидиков Ш.Н., Русина А.Г., Осгонбаатар Т., Арестова А.Ю., Буренцагаан Б. Оценка влияния гидроаккумулирующей электростанции на нормальный режим работы электроэнергетической системы Монголии // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 4. С. 583–596. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-4-583-596>. EDN: SJXYRX.

POWER ENGINEERING

Original article

Assessing the impact of a pumped-storage power station on the normal operation of the Mongolian power system

Shokhrukh N. Sidikov^{1✉}, Anastasiya G. Rusina², Tuvshin Osgonbaatar³, Anna Yu. Arestova⁴, Boldbaatar Burentsagaan⁵

¹⁻⁴Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

⁵The Mongolian University of Science and Technology, Ulaanbaatar, Mongolia

Abstract. The paper is aimed at assessing the impact of integrating pumped-storage power stations on the steady-state operation of the Mongolian central power system, as well as its operational reliability, in the context

of growing power consumption and the increasing share of renewable energy sources. The study was conducted employing the machine learning method (specifically, ensemble models and statistical ranking models) to build a model of the daily load curve, as well as the power generation of wind and solar power plants. The computations were performed using the Pandapower software, which provided a means to take into account the actual technical characteristics of power grid equipment, analyze normal conditions, and optimize the operating conditions. The modeling results indicate that the integration of four pumped-storage power stations with a total capacity of 250 MW significantly smoothes out the irregularity of the daily output curve of thermal power plants. The irregularity factor indicating the minimum-to-maximum daily load ratio increased from 0.8 to 0.96. An analysis of operating conditions did not reveal overloading of backbone transmission lines or unacceptable node voltage deviation. The total power losses in the central energy system of Mongolia were shown to increase insignificantly with the integration of pumped-storage power stations amounting to 5.54% (5.36% without taking them into account). This fact confirms that the redistribution of significant amounts of power associated with the growing share of renewable energy sources in the Mongolian power system requires a thorough analysis of the technical status of equipment and an increase in transmission line capacity. Thus, the integration of pumped-storage power stations by 2030 will make the control of the Mongolian central power system more flexible. This will increase domestic power generation, reduce ohmic losses in the grid, decrease the volume of power imports from Russia, lower the risks of outages in the central region of Mongolia, and effectively solve the power shortage problem.

Keywords: electric power system, pumped storage hydropower plant, renewable energy sources, active power balance, steady state

For citation: Sidikov S.N., Rusina A.G., Osgonbaatar T., Arestova A.Yu., Burentsagaan B. Assessing the impact of a pumped-storage power station on the normal operation of the Mongolian power system. *iPolytech Journal*. 2024;28(4):583-596. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-4-583-596>. EDN: SJXYRX.

ВВЕДЕНИЕ

Стратегия развития энергетики Монголии направлена на обеспечение растущей потребности электроэнергии за счет повышения доступности источников и передачи энергии, создание единой электроэнергетической системы путем интеграции региональных энергосистем, а также участие в межгосударственном объединении электроэнергетики стран Северо-Восточной Азии [1, 2]. Монголия обладает значительным ресурсом для развития солнечной и ветровой энергетики благодаря географическим и климатическим особенностям и поставила цель достичь к 2030 г. их доли в 30% [3, 4]. Однако использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая солнечную и ветровую энергию, вызывает серьезные сложности при регулировании режима в связи с их неопределенностью. Имеется также ряд проблем, возникающих в изолированном режиме работы электроэнергетической системы (в частности дефицит активной и реактивной мощности), сложности регулирования напряжения и т.д. Таким образом, для достижения вышеуказанной цели возникает необходимость в новых альтернативных ресурсах, имеющих более гибкую управляемость в соответствии с характеристиками данной энергосистемы и позволяющих увеличить интеграцию ВИЭ в сеть.

Согласно современным тенденциям, активное использование системы накопления становится перспективным путем решения

поставленных задач [5, 6]. Системы накопления энергии позволяют повысить качество электроэнергии и гибкость управления режимами, а также улучшить экономическую эффективность энергетической отрасли на всех уровнях [7, 8]. Одной из широко распространенных систем накопления и достаточно изученным источником энергии является гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС). Основная функция данного типа систем заключается в накоплении энергии в виде запаса воды. Иначе говоря, ГАЭС будет закачивать воду в верхний резервуар, используя избыточную энергию, а именно возобновляемую энергию (в ночное время), и сбрасывать воду в нижний резервуар во время пикового спроса на электроэнергию [9, 10]. Кроме накопления энергии, ГАЭС также предлагает некоторые системные услуги, поддерживающие стабильную работу электроэнергетической системы, в том числе регулирование частоты, поддержку регулирования напряжения и реактивной мощности путем адаптации выработки в соответствии с изменениями нагрузки электроэнергетической системы или генерации из других источников, в частности ВИЭ [11]. В целом можно сказать, что ГАЭС будет играть важную роль в решении проблем снижения влияния нерегулярных компонентов, включая влияние неопределенности ВИЭ, и отвечать за обеспечение стабильной работы, надежности, гибкости и эффективности энергосистемы [12].

В рамках данной статьи в качестве объекта исследования была выбрана Центральная энергосистема (ЦЭС), которая является самой крупной энергосистемой в Монголии. На данный момент установленная мощность ЦЭС Монголии составляет 1488 МВт, из которых 84% (или 1243 МВт) приходится на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), а остальные 16% (или 245 МВт) на ВИЭ, включая солнечные и ветровые электростанции. С точки зрения будущего состояния энергосистемы среднегодовые темпы роста электропотребления составляют 7,4%. В связи с растущей потребностью также рассматривается несколько проектов по строительству электростанций [3]. За счет реализации данных проектов установленная мощность ЦЭС будет увеличена на 2255 МВт и предположительно составит 3521 МВт. Из них 2896 МВт (или 79,9%) приходится на ТЭЦ, 190 МВт (или 5,2%) – на ветроэнергетику и 105 МВт (или 2,8%) – на солнечную энергетику соответственно. Причем в рамках проекта «Стабильность энергоменеджмента», заключенного по контракту с Ассоциацией возобновляемой энергии, Монголия планирует строительство ГАЭС. Основной целью данного проекта является покрытие пиковой нагрузки ЦЭС, снижение рисков перебоев электроэнергетики, возникающих в центральном регионе Монголии, и решение проблемы дефицита электроэнергии. Во-вторых, проекты ГАЭС посвящены увеличению доли ВИЭ в энергосистеме Монголии, надежности функционирования энергосистемы. Таким образом, рассмотрение данной энергосистемы с точки

зрения реализации ГАЭС весьма актуально и недостаточно изучено на сегодняшний день.

Целью исследования является оценка влияния четырех ГАЭС суммарной установленной мощностью 250 МВт на нормальный режим работы ЦЭС Монголии.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Задачей расчета является представление и проведение сравнительного анализа таких показателей, как баланс активной мощности, перетоки в сечениях, напряжение в узлах и потери в сети. В настоящее время для решения данной задачи применяется большое количество различных инструментов, в том числе Matlab, Digsilent Power Factory, Etap, Rastrwin, Дакар и др. На рис. 1 представлена предложенная блок-схема для решения поставленной задачи.

В связи с необходимостью построения серии имитационных моделей по состоянию к 2030 г. за счет обработки больших данных было принято решение использовать язык программирования Python. Так, использование открытого программного обеспечения Pandapower, имеющего большую базу аналитических инструментов, в том числе расчета нормальных режимов работы электроэнергетической системы, позволяет создавать интегрированную модель с использованием языка программирования Python. При использовании Pandapower требуется набор данных, таких как суточный график выработки и потребления электроэнергии, а также данные о структуре сети.



Рис. 1. Блок-схема системы аналитики режимов
Fig. 1. Block diagram of the mode analysis system

Модель суточного графика нагрузки ЦЭС была построена на основе метода ансамблевой модели машинного обучения, в том числе алгоритма экстремального бустинга (XGBoost), а нагрузки для каждого узла были определены с помощью ранговых моделей [13–15]. Стоит отметить, что при составлении модели суточного графика нагрузки как энергосистемы в целом, так и ее в узлах был учтен прогноз пиковой нагрузки ЦЭС (рис. 2) [3].

Ансамблевые модели означают множество регрессоров, рассматривающих взаимосвязь между несколькими переменными. В случае алгоритма экстремального градиентного бустинга (XGBoost) каждый регрессор строится последовательно, чтобы умень-

шить погрешность предыдущих регрессоров. Математическая формулировка имеет следующий вид:

$$\hat{Y}' = \frac{1}{q} \sum_{q=1}^Q L(y, \hat{h}_{q-1}(x)) + \hat{h}_q(x),$$

где $L(y, \hat{h}_{q-1}(x))$ – функция погрешности; $\hat{h}_q(x)$ – прогнозируемое значение q -го регрессора; Q – количество регрессоров или итерации; $\hat{Y}'$ – выходная функция алгоритма или конфигурация суточного графика нагрузки энергосистемы.

В табл. 1 приведены результаты оценки корректности модели ансамблевых алгоритмов и классических методов. Результаты

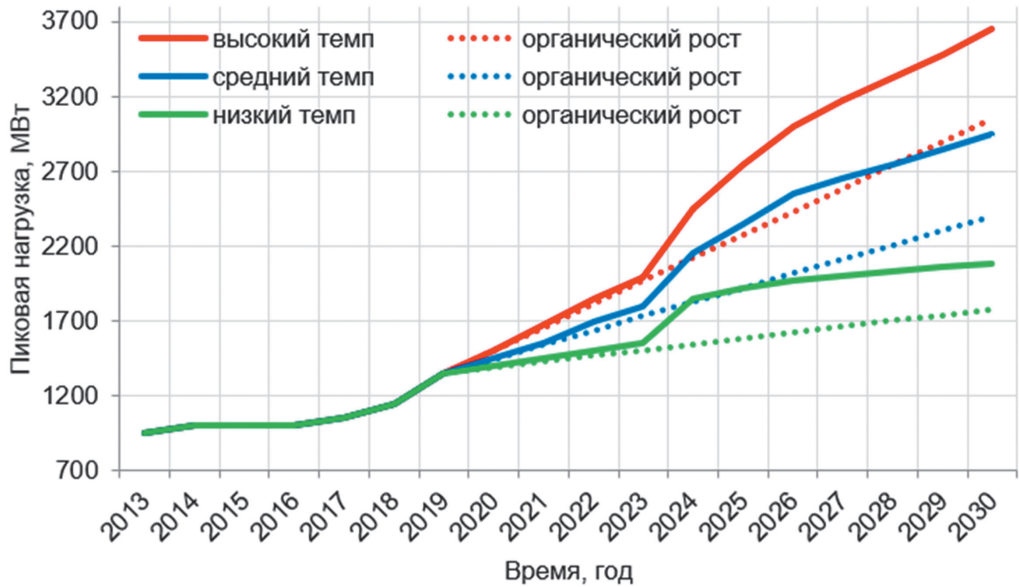


Рис. 2. Историческая и прогнозируемая пиковая электрическая нагрузка в Монголии [3]
Fig. 2. Historical and predicted peak electrical load in Mongolia [3]

Таблица 1. Оценка корректности моделей ансамблевых алгоритмов и классических методов
Table 1. Assessing correctness of the models of ensemble algorithms and classical methods

Классические методы	ARIMA	MAPE, %	2,6
	Линейная регрессия с учетом поправок		2,3
	Линейная регрессия без поправок		2,7
Методы машинного обучения	Random Forest		1,5
	AdaBoost		1,6
	XGboost		1,3

Примечания: ARIMA – авторегрессионная модель скользящего среднего; линейная регрессия – регрессионная модель зависимости одной переменной от другой или нескольких переменных с линейной функцией зависимости; Random Forest – алгоритм случайного леса (Random Forest, RF); AdaBoost – алгоритм адаптивного бустинга.

показали, что отклонение прогнозов модели от фактических значений классических методов в процентах составило от 2,3 до 2,7%, а ансамблевых моделей – от 1,3 до 1,6% [13].

Поскольку ЦЭС Монголии имеет иерархическую структуру с узлами, различающимися по величине потребляемой электроэнергии, то коэффициент участия каждой подстанции был определен с помощью ранговых моделей в относительных единицах:

$$R_N = \frac{Y_N}{Y_{\Sigma}},$$

где Y_{Σ} – фактическое значение нагрузки ЭЭС; Y_N – фактическое значение нагрузки n -го узла; R_N – ранговый коэффициент n -го узла.

Умножив почасовые значения конфигурации суточного графика нагрузки энергосистемы на коэффициенты участия, были получены графики нагрузки подстанций:

$$\widehat{Y}_N = \widehat{Y}' \cdot R_N,$$

где R_N – ранговый коэффициент n -го узла; $\widehat{Y}'$ – прогноз суточного графика нагрузки ЭЭС; $\widehat{Y}_N$ – нагрузки n -го узла; N – номер узлов.

Как показано на рис. 2, к 2030 г. пиковая нагрузка ЦЭС Монголии составит около 3000 МВт, если крупный горнодобывающий проект Оюу Толгой будет снабжаться от данной энергосистемы при учете средних годовых темпов роста потребления электроэнергии. При составлении модели баланса активной мощности также была учтена информация о проектах строительства электростан-

ций (табл. 2) к 2030 г. За счет реализации данных проектов установленная мощность ЦЭС будет увеличена на 2255 МВт.

Суточные графики генерации ВИЭ, таких как ветровые и солнечные электростанции, были смоделированы на основе AdaBoost [16, 17], являющегося одним из ансамблевых алгоритмов машинного обучения:

$$\widehat{Y}' = \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^Q w_q \widehat{h}_q(x),$$

где $\widehat{h}_q(x)$ – прогнозируемое значение q -го регрессора; w_q – весовой коэффициент q -го регрессора; Q – количество регрессоров или итераций; $\widehat{Y}'$ – выходная функция алгоритма.

Очевидно, что результат каждого регрессора взвешивается коэффициентами. Другими словами, при построении модели каждая входная переменная играет соответствующую роль в зависимости от ее ошибки. Стоит отметить, что при построении вышеизложенных моделей были использованы почасовые данные как электроэнергии, так и метеофакторов за 3 года.

После прогнозирования суточных графиков, таких как электропотребление энергосистемы и ее узлов, а также генерации ВИЭ была создана модель электроэнергетической системы с помощью библиотеки Pandas и Pandapower.

Расчет установившегося режима работы электроэнергетической системы основан на методе Ньютона-Рафсона [18–20]. Метод Ньютона-Рафсона – это численный метод

Таблица 2. Проекты строительства электростанций
Table 2. Power plant construction projects

№	В проекте	Установленная мощность, МВт
1	Аккумуляторные батареи	80
2	Тавантолгой КЭС	450
3	Багануур КЭС	400
4	Буурулжуут КЭС	300
5	Багахангай КЭС	300
6	Расширение на Улан-Баторской ТЭЦ-3	325
7	Расширение на Улан-Баторской ТЭЦ-2	100
8	Солнечная ЭС	15
9	Ветровая ЭС	35
10	Херленская ГАЭС	45
11	Хуйтенская ГАЭС	30
12	Майханская ГАЭС	75
13	Ерууская ГАЭС	100
Итого		2255

Примечание: КЭС – конденсационная электростанция; ЭС – электростанция.

для нахождения приближенного значения корня уравнения. Данный метод основан на итеративном процессе, в котором на каждой итерации вычисляется новое приближение корня путем квадратичной аппроксимации функции в окрестности текущего приближения. Математическая формулировка имеет следующий вид:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f'(x_n)}{f''(x_n)},$$

где x_n – текущее приближение корня; $f(x)$ – функция, у которой мы ищем корень; $f'(x_n)$, $f''(x_n)$ – ее производные.

При расчете установившегося режима работы электроэнергетической системы методом Ньютона-Рафсона необходимо задать начальные значения параметров электрической сети как для узлов, так и для ветвей. Затем алгоритм решения системы уравнений будет итеративно корректировать заданные параметры до достижения нормального режима. На рис. 3 показана блок-схема алгоритма Ньютона второго порядка.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Баланс активной мощности. Как правило, импорт/экспорт электроэнергии ограничен по ряду технических причин и должен быть в пределах предварительно установленной величины двумя сторонами. Таким образом, баланс активной мощности энергосистемы обеспечивается электроэнергией, вырабатываемой на ТЭЦ, с учетом текущей выработки ВИЭ в соответствии с предусмотренным планом импорта/экспорта, как показано на рис. 4.

На графике видно, что ТЭЦ не могут вырабатывать электроэнергию в базовом режиме, поскольку существуют определенные вариации в графиках выработки ВИЭ, таких как ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС), и имеется большая разница в электропотреблении в ночные и пиковые периоды. На рис. 5 показан суточный график режима работы четырех гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 250 МВт, перечисленных в табл. 1.

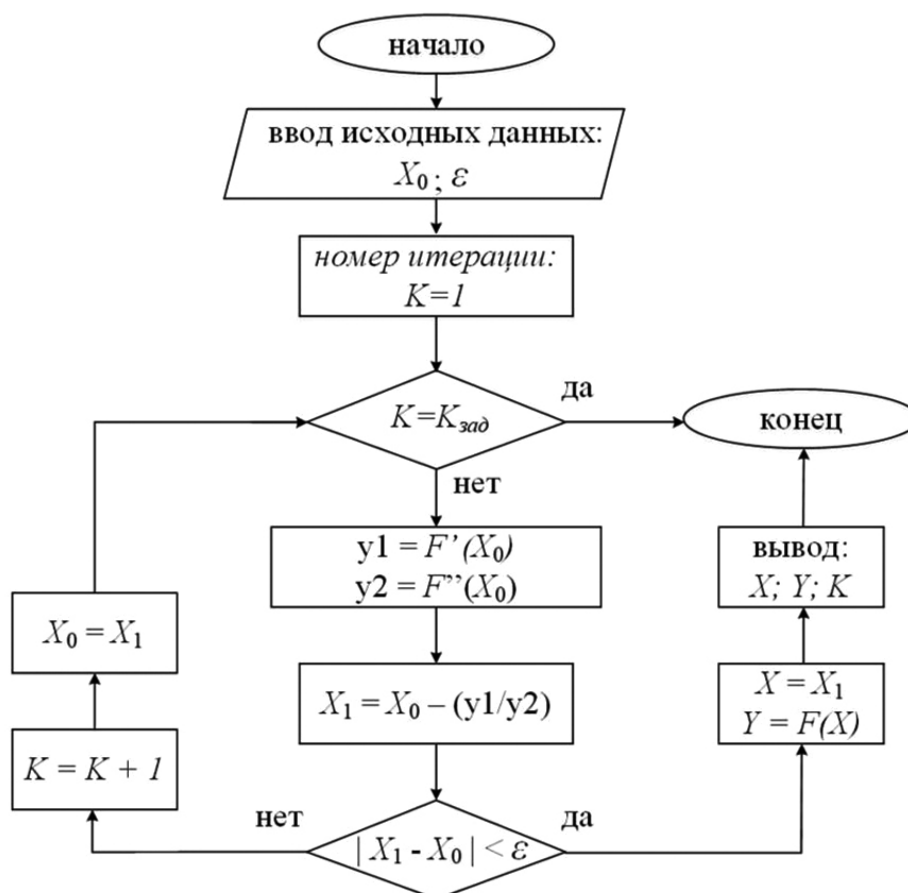


Рис. 3. Блок-схема метода Ньютона второго порядка

Fig. 3. Newton Raphson method flowchart

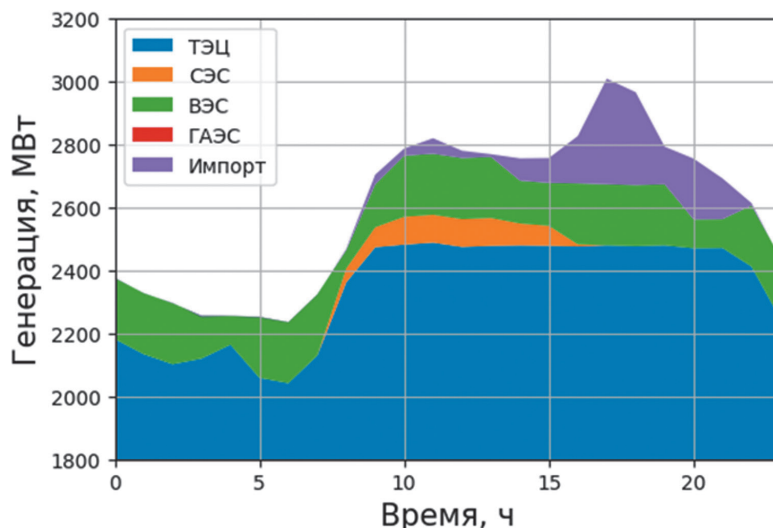


Рис. 4. Баланс активной мощности без учета гидроаккумулирующей электростанции
Fig. 4. Active power balance with no regard for the pumped storage power plant

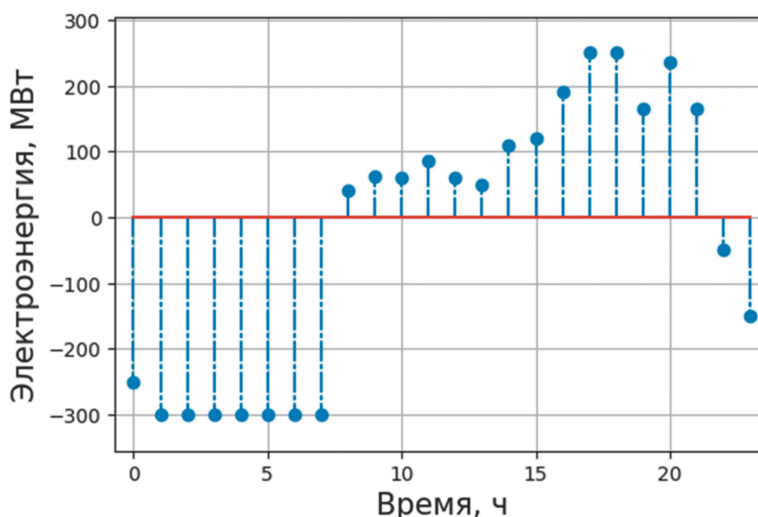


Рис. 5. Суточный график работы гидроаккумулирующей электростанции
Fig. 5. Daily operating schedule of the pumped storage power plant

Из рис. 5 видно, что в ночное время ГАЭС потребляют до 300 МВт электроэнергии из сети для перекачки воды в верхний резервуар для накопления, а днем вырабатывают электроэнергию, расходуя накопленную воду. Баланс активной мощности с учетом графика данных ГАЭС представлен на рис. 6.

При интеграции ГАЭС в ЦЭС Монголии возникают следующие преимущества:

- ГАЭС позволяют выравнять суточный график нагрузки энергосистемы, особенно в ночное время. Так, что ТЭС будут обеспечены условием базового режима, как показано на рис. 7.

- ГАЭС позволяют увеличить долю использования ВИЭ вне зависимости от метеофак-

торов, поскольку имеют более гибкое функционирование. Также появляется возможность минимизации объема потребляемого ископаемого топлива на ТЭС.

- ГАЭС будут играть балансирующую роль активной мощности в сети вместо импорта и/или экспорта электроэнергии.

Анализ электрических режимов. На рис. 8 представлена схема ЦЭС Монголии, на которой проводился расчет установившегося режима. Стоит отметить, что в расчетах установившегося режима были использованы реальные данные сетевого оборудования. Был также учтен баланс активной мощности, представленный на рис. 6.

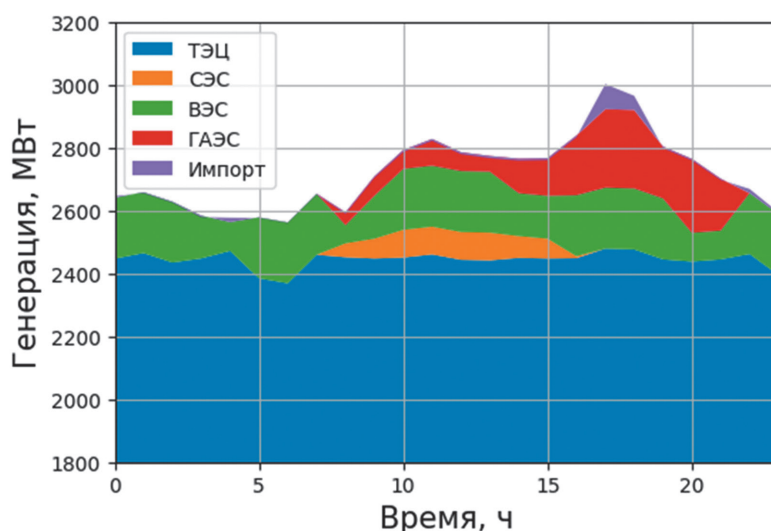


Рис. 6. Баланс активной мощности с учетом гидроаккумулирующей электростанции

Fig. 6. Active power balance with regard for the pumped storage power plant

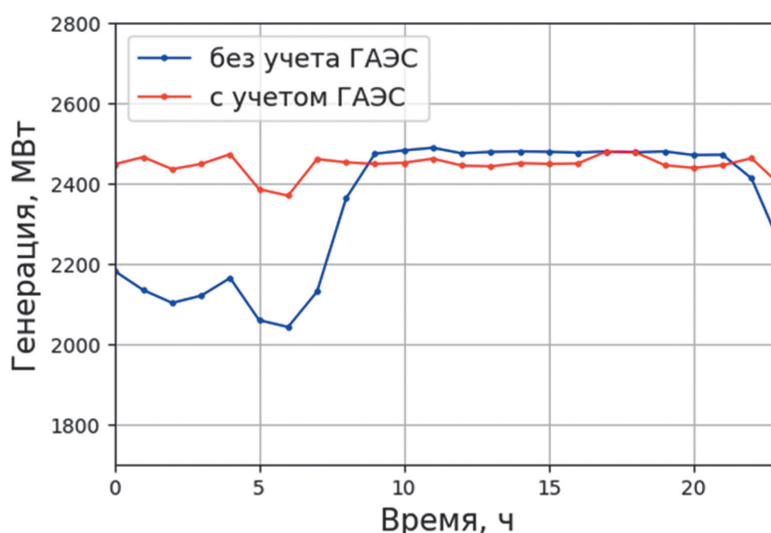


Рис. 7. Суточные графики выработки теплоэлектроцентрали

Fig. 7. Daily schedules of thermal power plant generation

На рис. 9 показано отсутствие существенных изменений и нарушений режимов напряжения в течение суток на узловых подстанциях 220 кВ «Дархан», «Эрдэнэт», «Улан-Батор», «Багануур» и «Тавантолгой». Напряжение на шинах других удаленных подстанций 110 кВ «Хархорин», «Баянхонгор», «Баруун-Урт» и «Ундурхаан» повышается в ночной период и понижается в пиковый период, но не выходит за допустимые пределы отклонений. Такое поведение наблюдается как в случае без учета ГАЭС, так и с ее учетом, что означает отсутствие влияния режимов работы ГАЭС на узловые напряжения.

В результатах расчета электрических режимов также можно увидеть изменение гра-

фиков суточных потерь в исследуемой сети (рис. 10).

На рис. 9–11 представлены графики напряжений на шинах подстанций, потери в сети и загрузки в сечениях.

На рис. 10 видно, что графики потерь в сети в дневной период незначительно отличаются как в случае без учета ГАЭС, так и в случае с ее учетом. Основное различие между двумя случаями наблюдается в ночной период, что связано с работой ГАЭС в режиме потребителя. Средние потери без учета ГАЭС составили 5,36% от общего электропотребления ЦЭС Монголии, при ее учете – 5,54%. Таким образом, ГАЭС влияют на потери активной мощности в сети незначительно.



Рис. 8. Схема Центральной энергосистемы Монголии
Fig. 8. Diagram of the Central Power System of Mongolia

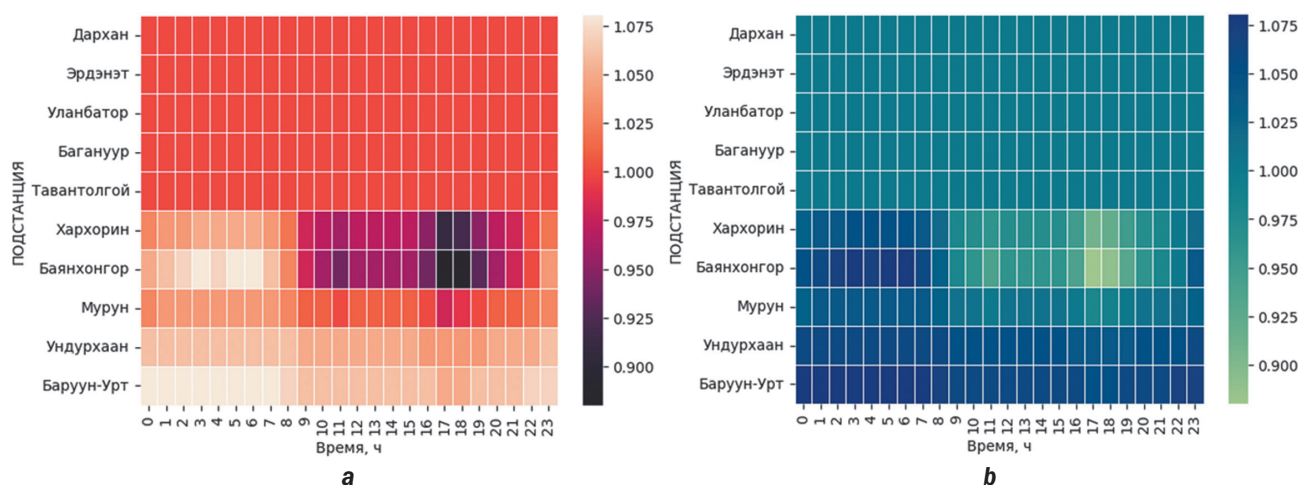
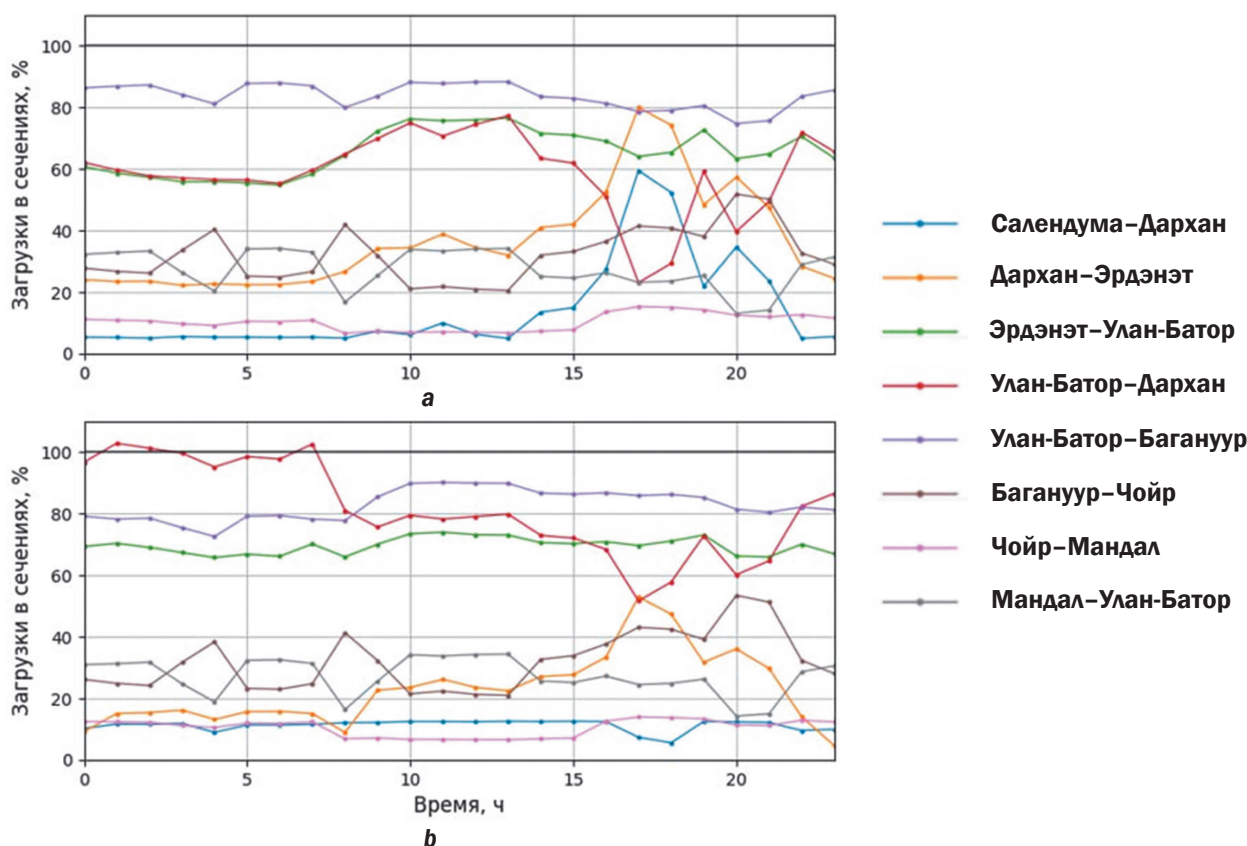


Рис. 9. Напряжения на шинах подстанций без учета гидроаккумулирующей электростанции (a) и с учетом гидроаккумулирующей электростанции (b)
Fig. 9. Substation bus voltages with (a) and without (b) regard for the pumped storage power plant



Рис. 10. Суточные графики потерь мощности в сети

Fig. 10. Daily graphs of network active losses



На рис. 11 показаны перетоки активной мощности в контролируемых сечениях.

Очевидно, что в обоих случаях перегрузки в каждом сечении отсутствуют, за исключением сечения «Улан-Батор-Дархан» при подключении Ерууской и Хуйтенской ГАЭС суммарной мощностью 130 МВт. Данная небольшая перегрузка связана с потреблением электроэнергии этих ГАЭС для перекачки воды в ночное время.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящего исследования рассмотрены особенности и перспективы развития ЦЭС Монголии. Одной из актуальных тем в развитии данной энергосистемы считается использование системы накопления электроэнергии, в частности, использование ГАЭС. Целью работы является оценка влияния ГАЭС на нормальные режимы работы электроэнергетической

системы с большой долей ВИЭ. Для достижения поставленной цели возникла необходимость построить серию имитационных моделей ЦЭС Монголии к 2030 г. согласно проектному году ввода в эксплуатацию рассматриваемых ГАЭС. В работе были использованы ансамблевые модели машинного обучения, в том числе алгоритм экстремального бустинга и адаптивного бустинга. В работе также была учтена информация о перспективе ввода других объектов генерации и нагрузки в энергетической отрасли Монголии.

С помощью языка программирования Python был рассчитан баланс активной мощности, а также проведен анализ параметров нормального режима работы ЦЭС Монголии. Полученные в результате математического моделирования результаты показали, что интеграция рассматрива-

емых четырех ГАЭС суммарной установленной мощностью 250 МВт не оказывает негативного влияния на нормальный режим работы ЦЭС Монголии. Генерация из данных источников, особенно в пиковые периоды, позволяет увеличить внутреннее производство электроэнергии, снизить активные потери в сети и объем электроэнергии импорта из России. Выявлено, что существуют небольшие изменения таких параметров, как потери в сети, напряжения на шинах подстанций и перетоки в сечениях, но они находятся в пределах нормы. Вдобавок к тому следует заметить, что с помощью ГАЭС управление режимами работы ЦЭС Монголии станет более гибким, что позволит увеличить использование ВИЭ, которое напрямую зависит от метеорологических факторов, и сократить потребление ископаемого топлива на ТЭЦ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Bat-Erdene B., Voropai N.I., Batmunkh S., Zhargalsaikhan B., Lyankhtsetseg S., Bat-Undral B. Methodological framework for planning the development of Mongolia's electric power systems and energy industry // *Energy Systems Research*. 2023. Vol. 4. Iss. 6. P. 5–24. <https://doi.org/10.25729/esr.2023.04.0001>.
2. Bat-Erdene B., Batmunkh S., Battulga M. The problems in development modelling of Mongolian power energy systems // *IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)*. 2021. <https://doi.org/10.1109/TENSYP52854.2021.9550833>.
3. Matrenin P.V., Osgonbaatar T., Sergeev N.N. Overview of renewable energy sources in Mongolia // *IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences*. 2022. P. 700–703. <https://doi.org/10.1109/SIBIR-CON56155.2022.10016986>.
4. Harrucksteiner A., Thakur J., Franke K., Sensfuß F. A geospatial assessment of the techno-economic wind and solar potential of Mongolia // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2023. Vol. 55. P. 102889. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102889>.
5. Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю., Нестеренко Г.Б., Пранкевич Г.А. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт // *Энергетическая политика*. 2020. № 6. С. 76–87. <https://en.energypolicy.ru>.
6. Elalfy D.A., Gouda E., Kotb M.F., Bures V., Sedhom B.E. Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends // *Energy Strategy Reviews*. 2024. Vol. 54. P. 101482. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482>.
7. Rahman M.M., Oni A.O., Gemechu E., Kumar A. Assessment of energy storage technologies: a review // *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 223. P. 113295. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>.
8. Behabtu H.A., Messagie M., Coosemans T., Berecibar M., Fante K.A., Kebede A.A., et al. A review of energy storage technologies' application potentials in renewable energy sources grid integration // *Sustainability*. 2020. Vol. 12. Iss. 24. P. 10511. <https://doi.org/10.3390/su122410511>.
9. Alvarez G. Operation of pumped storage hydropower plants through optimization for power systems // *Energy*. 2020. Vol. 202. P. 117797. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117797>.
10. Gerini F., Vagnoni E., Cherkaoui R., Paolone M. Optimal short-term dispatch of pumped-storage hydropower plants including hydraulic short circuit // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2024. P. 1–11. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2024.3463951>.
11. Ruppert L., Schürhuber R., List B., Lechner A., Bauer C. An analysis of different pumped storage schemes from a technological and economic perspective // *Energy*. 2017. Vol. 141. P. 368–379. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.057>.
12. Сидорова А.В., Черемных А.А., Русина А.Г. Python как инструмент оптимизации режима ГЭС в составе ЭЭС // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. 2021. Т. 13. № 2. С. 119–132. EDN: RXEUZU.
13. Osgonbaatar T., Matrenin P., Safaraliev M., Zicmane I., Rusina A., Kokin S. A rank analysis and ensemble machine learning model for load forecasting in the nodes of the central Mongolian power system // *Inventions*. 2023. Vol. 8. Iss. 5. P. 114. <https://doi.org/10.3390/inventions8050114>.

14. Wang Yuanyuan, Sun Shanfeng, Chen Xiaoqiao, Zeng Xiangjun, Kong Yang, Chen Jun, et al. Short-term load forecasting of industrial customers based on SVM and XGBoost // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. Vol. 129. P. 106830. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106830>.
15. Wang Delu, Gan Jun, Mao Jinqi, Chen Fan, Yu Lan. Forecasting power demand in China with a CNN-LSTM model including multimodal information // *Energy*. 2023. Vol. 263. Part E. P. 126012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126012>.
16. Dosdoğru A.T., İpek A.Ä. Hybrid boosting algorithms and artificial neural network for wind speed prediction // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47. Iss. 3. P. 1449–1460. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.154>.
17. Abdellatif A., Mubarak H., Ahmad S., Ahmed T., Shafiullah G.M., Hammoudeh A., et al. Forecasting photovoltaic power generation with a stacking ensemble model // *Sustainability*. 2022. Vol. 14. Iss. 17. P. 11083. <https://doi.org/10.3390/su141711083>.
18. Alawneh S.G., Zeng Lei, Arefifar S.A. A review of high-performance computing methods for power flow analysis // *Mathematics*. 2023. Vol. 11. Iss. 11. P. 2461. <https://doi.org/10.3390/math11112461>.
19. Thurner L., Scheidler A., Schäfer F., Menke J., Dollichon J., Meier F. Pandapower – an open-source Python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33. Iss. 6. P. 6510–6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>.
20. Грязина Е.Н., Балуев Д.Ю. Исследование допустимых и предельных режимов работы энергетических систем // *Автоматика и телемеханика*. 2024. № 5. С. 112–128. <https://doi.org/10.31857/S0005231024050047>. EDN: YQDRMJ.

References

1. Bat-Erdene B., Voropai N.I., Batmunkh S., Zhargalsaikhan B., Lyankhtsetseg S., Bat-Undral B. Methodological framework for planning the development of Mongolia's electric power systems and energy industry. *Energy Systems Research*. 2023;4(6):5-24. <https://doi.org/10.25729/esr.2023.04.0001>.
2. Bat-Erdene B., Batmunkh S., Battulga M. The problems in development modelling of Mongolian power energy systems. In: *IEEE Region 10 Symposium (TENSYP)*. 2021. <https://doi.org/10.1109/TENSYP52854.2021.9550833>.
3. Matrenin P.V., Osgonbaatar T., Sergeev N.N. Overview of renewable energy sources in Mongolia. In: *IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences*. 2022;700-703. <https://doi.org/10.1109/SIBIR-CON56155.2022.10016986>.
4. Harrucksteiner A., Thakur J., Franke K., Sensfuß F. A geospatial assessment of the techno-economic wind and solar potential of Mongolia. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2023;55:102889. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102889>.
5. Zyryanov V.M., Kiryanova N.G., Korotkov I.Yu., Nesterenko G.B., Parankovich G.A. Energy storage systems: Russian and international experience. *Energy policy*. 2020;6:76-87. (In Russ.). <https://en.energypolicy.ru>.
6. Elalfy D.A., Gouda E., Kotb M.F., Bures V., Sedhom B.E. Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*. 2024;54:101482. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482>.
7. Rahman M.M., Oni A.O., Gemechu E., Kumar A. Assessment of energy storage technologies: a review. *Energy Conversion and Management*. 2020;223:113295. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>.
8. Behabtu H.A., Messagie M., Coosemans T., Berecibar M., Fante K.A., Kebede A.A., et al. A review of energy storage technologies' application potentials in renewable energy sources grid integration. *Sustainability*. 2020;12(24):10511. <https://doi.org/10.3390/su122410511>.
9. Alvarez G. Operation of pumped storage hydropower plants through optimization for power systems. *Energy*. 2020;202:117797. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117797>.
10. Gerini F., Vagnoni E., Cherkaoui R., Paolone M. Optimal short-term dispatch of pumped-storage hydropower plants including hydraulic short circuit. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2024;1-11. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2024.3463951>.
11. Ruppert L., Schürhuber R., List B., Lechner A., Bauer C. An analysis of different pumped storage schemes from a technological and economic perspective. *Energy*. 2017;141:368-379. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.057>.
12. Sidorova A.V., Cheremnykh A.A., Rusina A.G. Python as a tool for optimization the HPP mode in the composition of the EPS. *Vestnik of the Kazan State Agrarian University*. 2021;13(2):119-132. (In Russ.). EDN: RXEUZU.
13. Osgonbaatar T., Matrenin P., Safaraliev M., Zicmane I., Rusina A., Kokin S. A rank analysis and ensemble machine learning model for load forecasting in the nodes of the central Mongolian power system. *Inventions*. 2023;8(5):114. <https://doi.org/10.3390/inventions8050114>.
14. Wang Yuanyuan, Sun Shanfeng, Chen Xiaoqiao, Zeng Xiangjun, Kong Yang, Chen Jun, et al. Short-term load forecasting of industrial customers based on SVM and XGBoost. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021;129:106830. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106830>.

15. Wang Delu, Gan Jun, Mao Jinqi, Chen Fan, Yu Lan. Forecasting power demand in China with a CNN-LSTM model including multimodal information. *Energy*. 2023;263(E):126012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126012>.
16. Dosdoğru A.T., İpek A.Ä. Hybrid boosting algorithms and artificial neural network for wind speed prediction. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022;47(3):1449-1460. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.154>.
17. Abdellatif A., Mubarak H., Ahmad S., Ahmed T., Shafiullah G.M., Hammoudeh A., et al. Forecasting photovoltaic power generation with a stacking ensemble model. *Sustainability*. 2022;14(17):11083. <https://doi.org/10.3390/su141711083>.
18. Alawneh S.G., Zeng Lei, Arefifar S.A. A review of high-performance computing methods for power flow analysis. *Mathematics*. 2023;11(11):2461. <https://doi.org/10.3390/math11112461>.
19. Thurner L., Scheidler A., Schäfer F., Menke J., Dollichon J., Meier F. Pandapower – an open-source Python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018;33(6):6510-6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>.
20. Gryazina E.N., Baluev D.Yu. Investigation of feasible and limiting operating regimes of electric power systems. *Avtomatika i Telemekhanika*. 2024;5:112-128. <https://doi.org/10.31857/S0005231024050047>. EDN: YQDRMJ.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сидиков Шохрух Нуридинович,
аспирант,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
✉ shohruh_98_98@bk.ru

Русина Анастасия Георгиевна,
д.т.н., доцент,
заведующий кафедрой электрических станций,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
anastasiarusina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-2591-4162>

Осгонбаатар Тувшин,
аспирант,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
o.tuvshin.21@gmail.com

Арестова Анна Юрьевна,
ст. преподаватель,
кафедра автоматизированных
электроэнергетических систем,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия
arestova@corp.nstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>

Буренцагаан Болдбаатар,
аспирант,
Монгольский государственный университет
науки и технологий,
14191, г. Улан-Батор, Бага-тойруу, 34, Монголия
bu.boldbaatar@gmail.com

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Shokhrukh N. Sidikov,
Postgraduate Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospect K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
✉ shohruh_98_98@bk.ru

Anastasiya G. Rusina,
Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Head of the Power Plants Department,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
anastasiarusina@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-2591-4162>

Tuvshin Osgonbaatar,
Postgraduate Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
o.tuvshin.21@gmail.com

Anna Yu. Arestova,
Senior Lecturer of the
Automated Electric Power System Department,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073, Russia
arestova@corp.nstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6486-4858>

Boldbaatar Burentsagaan,
Postgraduate Student,
The Mongolian University of Science and Technology,
34, Baga-toiruu, Ulaanbaatar 14191, Mongolia
bu.boldbaatar@gmail.com

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contribution

The authors contributed equally to the article.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 28.09.2024 г.; одобрена после рецензирования 26.10.2024 г.; принята к публикации 18.11.2024 г.

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 28.09.2024; approved after reviewing 26.10.2024; accepted for publication 18.11.2024.