

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

(cc) BY
УДК 621.311

DOI:10.30724/1998-9903-2025-27-6-112-123

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Сигитов О.Ю.¹, Суслов К.В.^{2,3}

¹Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва,
Россия

²Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия

³Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, Россия
OlegSigitov@gmail.com

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования связана с нарастающим развитием ветроэнергетики в России. В результате роста установленной мощности ВЭС в энергосистеме возникает необходимость анализа их режимов работы в задачах управления электроэнергетическим режимом. ЦЕЛЬ. Провести анализ режимов работы ВЭС в энергосистемах с целью дальнейшей интерполяции результатов для российских условий. Анализ режимов работы ВЭС основан на показателях, характеризующих маневренность энергосистемы: скорость изменения мощности и амплитуда изменения мощности. В связи с этим необходимо провести количественную оценку показателей и выявить закономерности их изменения. МЕТОДЫ. Для создания моделей использовалась кусочно-линейная аппроксимации временного ряда графика генерации ВЭС. Для обработки результатов использовались статистические методы. Автоматизация расчетов проведена в программном комплексе Microsoft Excel. РЕЗУЛЬТАТЫ. Анализ режимов работы реальных ВЭС показывает, что максимальная амплитуда колебаний может достигать значения до 80% от установленной мощности ВЭС. При этом повторяемость таких колебаний незначительная. Колебания амплитудой до 20% от установленной мощности ВЭС являются наиболее продолжительными – около 80% времени в течение года. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В статье проводится исследование режимов работы энергосистем с большой долей установленной мощности ВЭС. В первую очередь ВЭС оказывают влияние на регулировочный диапазон и скорость изменения мощности других электростанций, работающих в энергосистеме. Поэтому выявленные закономерности изменения данных параметров могут иметь практическую значимость в задачах управления электроэнергетическим режимом.

Ключевые слова: энергосистемы; режимы энергосистем; электростанции; ветровые электростанции; колебания мощности; маневренность; регулировочный диапазон.

Для цитирования: Сигитов О.Ю., Суслов К.В. Анализ режимов работы ветровых электростанций // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 6. С. 112-123. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-6-112-123.

ANALYSIS OF OPERATING MODES OF WIND FARMS

Sigitov O.Yu.¹, Suslov K.V.^{2,3}

¹Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia

²Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

³National Research University "MEI", Moscow, Russia

OlegSigitov@gmail.com

Abstract: RELEVANCE of the study is related to the increasing development of wind energy in Russia. As a result of the growth of wind farms installed capacity in the Russian energy system,

it becomes necessary to analyze their operating modes in the direction of electric power regime operating. THE PURPOSE. Analysis of wind farms operating modes in foreign power systems in order to interpolate the results for Russian conditions. The analysis of wind farms operating modes is based on indicators characterizing the power system flexibility: rate of power change and amplitude of power change. In this regard, it is necessary to carry out a quantitative assessment of the indicators and identify patterns of their change. METHODS. Piecewise linear approximation of wind farms generation schedule time series was used to create the models. Statistical methods were used to process the results. Calculations is carried out in the Microsoft Excel software package. RESULTS. The calculation results show that the oscillation amplitude can reach a maximum value of up to 80% of the installed capacity of the wind power plant. Similar results were obtained earlier in the analysis of wind power plant capacity fluctuations in the Czech power system. At the same time, in the considered example, oscillations with an amplitude of up to 20% of the in-stalled capacity of the wind power plant are the longest - about 80% of the time during the year. CONCLUSION. Continuous development of wind farms sets the task of analyzing their impact on the operating modes of electric power systems. First of all, wind farms affect the control range and the rate of change in the capacity of other power plants operating in power system. The article studies the operating modes of power systems with a large share of wind farms installed capacity. Considering the ongoing construction of wind farms in the Russian energy system, the obtained results can be used in planning and managing electric power regimes.

Keywords: power systems; power system modes; power plants; wind power plants; wind farms; power fluctuations; flexibility; control range.

For citation: Sigitov O.Yu., Suslov K.V. Analysis of operating modes of wind farms. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2025; 27 (6): 112-123. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-6-112-123.

Введение (Introduction)

Ветровые электростанции с каждым годом становятся все более распространенным источником энергии во многих энергосистемах. По мере роста установленной мощности таких источников, их влияние на режимы работы энергосистем становится более заметным. Наибольшее влияние ВЭС оказывают на изменение баланса мощности и, как следствие, режимы работы всех электростанций в электроэнергетической системе (ЭЭС).

Влияние ВЭС на баланс мощности в основном зависит от скорости изменения мощности и амплитуды колебаний. Оба фактора определяют требования к характеристикам маневренности электростанций, работающих параллельно в ЭЭС.

Скорость изменения мощности ВЭС должна соответствовать скорости изменения мощности других электростанций. При их несоответствии необходимо вводить дополнительные высокоманевренные источники энергии, например энергоблоки ПГУ, ГТУ, а в некоторых случаях ГАЭС или литий-ионные системы накопления электрической энергии.

Амплитуда колебаний мощности ВЭС должна компенсироваться свободным регулировочным диапазоном электростанций, работающих в ЭЭС. В случае дефицита регулировочного диапазона, необходимо рассмотреть строительство электростанций с широким диапазоном регулирования мощности от технологического или технического минимума до установленной или располагаемой мощности, или рассмотреть возможность проведения комплекса мероприятий по расширению существующего диапазона [1]. К таким электростанциям относятся в первую очередь ГЭС и ГТУ, а также работающие в конденсационном режиме тепловые электростанции (ПГУ и ГРЭС).

В таких условиях важно учитывать, что строительство ВЭС в энергосистеме России показывает устойчивый рост с 2014 года. К 2024 году установленная мощность достигла 2,5 ГВт [2]. При этом основная доля в 2,2 ГВт располагается в энергосистеме ОЭС Юга. Строительство ВЭС продолжается и в других регионах России, в связи с чем исследование их режимов работы становится актуальной задачей.

По этим причинам, цель исследований заключается в проведении анализа режимов работы зарубежных энергосистем с большой долей установленной мощности ВЭС.

Научная значимость исследования состоит в определении максимального значения амплитуды колебаний мощности ВЭС и закономерности ее изменения.

Практическая значимость исследования заключается в возможности использования полученных результатов в задачах планирования и управления электроэнергетическими

режимами. Например, при составлении балансов активной мощности при краткосрочном планировании электроэнергетического режима или расчете перспективной структуры генерирующих мощностей в энергосистеме.

Исследования, посвященные анализу колебаний мощности возобновляемых источников энергии (ветровых и солнечных электростанций), являются актуальными и проводятся для решения различных задач в электроэнергетике.

Например, при создании энергетических комплексов для производства экологически чистого водорода на основе возобновляемых источников энергии оценка нестабильной генерации используется для определения характеристик и методов работы технологий электролиза воды [3]. В задачах оптимального распределения мощности между накопителями электрической энергии, ветровыми и солнечными электростанциями разрабатываются различные стратегии, целью которых является снижение колебаний мощности ВИЭ в режиме реального времени [4-5].

Правильная оценка колебаний мощности ВЭС играет важную роль и в задачах прогнозирования. От точности моделей прогноза зависит надежная работа электроэнергетической системы. В таких моделях важно точно определять колебания мощности на различных интервалах времени с учетом внезапных скачков мощности на загрузку и разгрузку ВЭС [6].

Колебания мощности ВИЭ особенно важно учитывать и в странах с централизованной системой теплоснабжения. Значительная доля в энергетическом балансе генерации на основе ВИЭ требует наличия высокоманевренных мощностей, которые будут компенсировать переменный график нагрузки. При этом в зимнее время характеристики маневренности генерирующего оборудования ограничиваются тепловым графиком нагрузки. По этой причине разрабатываются различные технические решения по использованию накопителей тепловой энергии для энергосистем с централизованной системой теплоснабжения и ВИЭ [7].

В задачах управления энергосистемами определение характеристик колебаний мощности ВЭС имеет положительный эффект [8]. Точное определение колебаний мощности и установление закономерностей их изменений улучшает управление энергопотреблением и прогнозированием режимов работы энергосистемы, что влияет на эффективную загрузку других электростанций и величину резервов мощности в энергосистеме.

В общем случае анализ колебаний мощности ВИЭ основывается на статистических методах обработки больших массивов данных, собранных на основании исторических графиков генерации ВЭС/СЭС или скорости ветра/инсолации. Результаты анализа показывают закономерности колебаний мощности ВЭС и их частоты во времени.

В [9] предлагается алгоритм анализа колебаний мощности ВЭС для обнаружения и количественной оценки изменений графика генерации. Выделяются две группы изменений: значительные и стационарные. К первой группе относятся колебания, которые выходят за установленные пределы диапазона амплитуды колебания мощности, а ко второй группе относятся колебания, которые находятся в пределах диапазона. Колебания характеризуются временем начала и окончания, амплитудой, продолжительностью и повторяемостью.

В [10] анализ колебаний графика нагрузки ВЭС основан на том, что колебания возникают, когда определенный уклон (крутизна) графика сохраняется в течение некоторого интервала времени. Задача сводится к количественной оценке таких колебаний на каждом интервале времени графика нагрузки.

В [11] приводятся четыре классических метода определения колебаний мощности ВЭС, которые широко используются в современных расчетах и которые основаны на вычислении колебаний при превышении так называемого порогового значения. Выбор порогового значения зависит от множества факторов, в числе которых топология энергосистемы, номинальная мощность ветровых турбин и их расположение, а также местные климатические особенности. Сами колебания мощности ВЭС связаны со скачкообразным увеличением или уменьшением мощности ветрового потока, а их анализ включает в себя следующие характеристики: амплитуду, продолжительность и скорость нарастания/спада.

Материалы и методы (Materials and methods)

Объектом исследования являются графики генерации ВЭС энергосистемы северной и восточной Германии [12]. Графики представляют собой усредненные 15-минутные значения активной мощности ВЭС за период 2013-2022 гг. На их основании проводится анализ амплитуды колебаний мощности ВЭС. Учитывая, что значения активной мощности усредняются на 15-минутном интервале времени, в результатах расчета следует учитывать

коэффициент вариации. Несмотря на то, что в данных [12] значения коэффициента вариации отсутствуют, нижеизложенные методы исследования не приводят к значительной погрешности и не искажают полученные выводы.

Пример таких графиков показан на рисунке 1. Четыре графика относятся к разным сезонам (зиме, весне, лету, осени) и показывают изменение генерации всех ВЭС в энергосистеме в течение недели. Из графиков видно, что амплитуда колебаний мощности ВЭС может иметь разную величину и продолжительность. Например, в течение 32 часов мощность ВЭС изменилась на 15 400 МВт, 27 часов на 11 900 МВт, 6 часов на 5 500 МВт, 3 часов на 3 370 МВт.

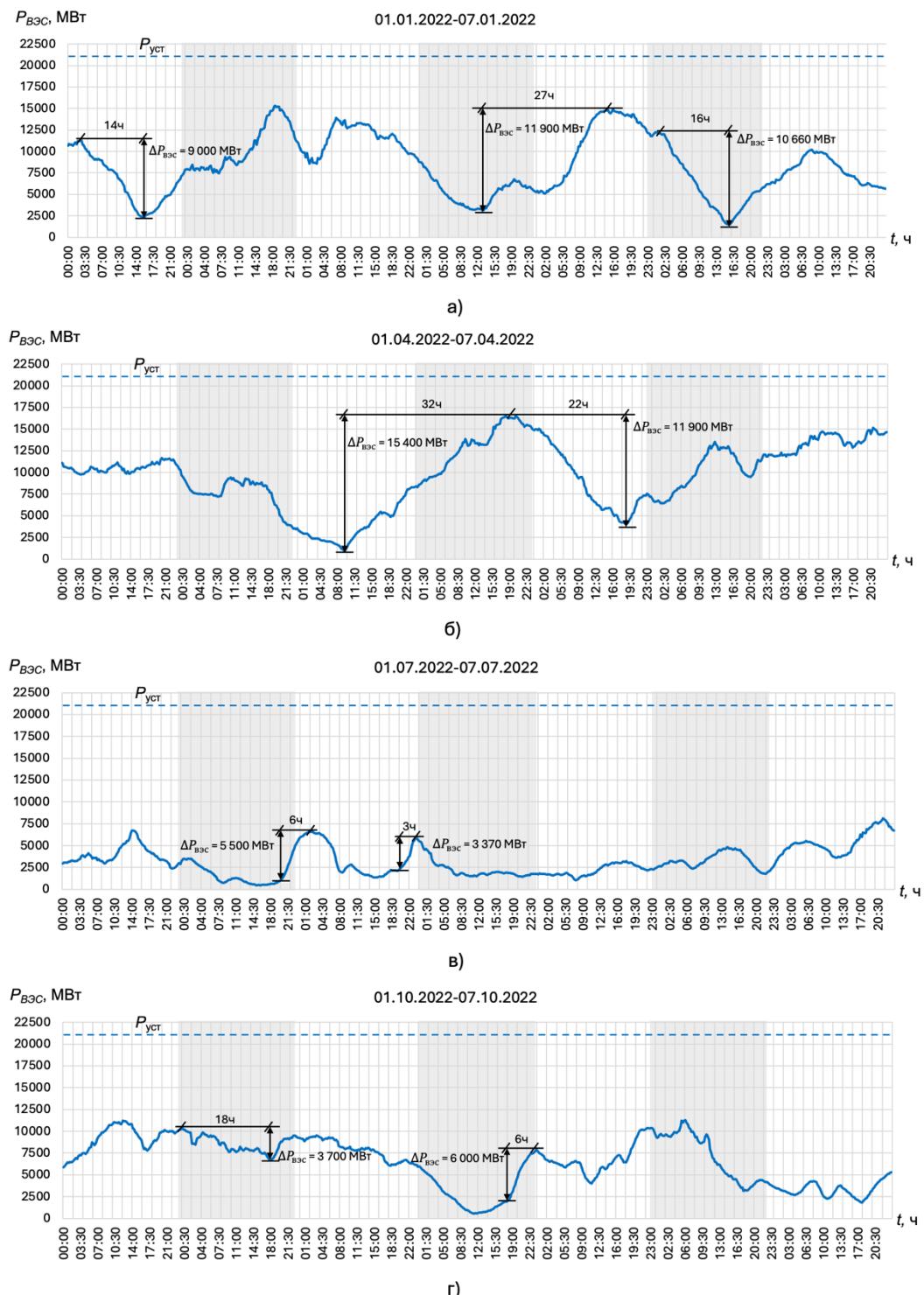


Рис. 1. Графики генерации всех ВЭС в энергосистеме Германии зимой (а), весной (б), летом (в) и осенью (г)

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

Рассматриваемая электроэнергетическая система, включает в себя электростанции (ТЭС, ГЭС, гидроаккумулирующие, ветровые и солнечные), подстанции и линии электропередачи. Наземные объекты связаны между собой в единую энергосистему линиями электропередачи 220, 380 кВ. Оффшорные ВЭС подключаются к энергосистеме через линии переменного тока напряжением 150 и 220 кВ. Однако некоторые проектируемые оффшорные ВЭС используют схему выдачи мощности на постоянном токе. Связано это с ростом установленной мощности ВЭС и их удаленным расположением от материка. Оба варианта (на переменном и постоянном токе) имеют свои преимущества и недостатки и являются при определенных условиях конкурентоспособными [13-14]. Равновесная цена для двух схем определяется протяженностью ЛЭП и составляет порядка 40-80 км [15]. Так как некоторые площадки строительства ВЭС с высокими показателями ветроэнергетических ресурсов находятся в труднодоступных местах на значительном расстоянии от существующих ЛЭП и подстанций, то распределительная сеть ВЭС становится длиннее до места подключения к энергосистеме. В таком случае эффект от увеличения КИУМ может превосходить затраты на схему выдачи мощности ВЭС.

Стоит отметить и фактор распределенности ВЭС в рассматриваемой электроэнергетической системе северной и восточной Германии. ВЭС расположены на достаточном удалении друг от друга, в результате чего графики скорости ветра друг с другом не коррелируются. Эффект от распределенности ВЭС показан во многих исследованиях в различных энергосистемах [16-18]. У отдельных энергообъединений, результирующий график нагрузки можно носить резкопеременный характер, особенно если рассматривать график генерации отдельных ВЭС. В тоже время, колебания ВЭС компенсируют друг друга и результирующий график по всей энергосистеме выравнивается. Таким образом, снижается неравномерность, что положительно сказывается на управлении электроэнергетическим режимом.

Чтобы провести анализ колебаний мощности ВЭС и получить их количественную оценку предлагается использовать следующие показатели: обобщенные показатели режимов работы ВЭС, амплитуду изменения мощности ВЭС и повторяемость амплитуды колебаний мощности ВЭС.

Обобщенные показатели режимов работы ВЭС.

К обобщенным показателям режимов работы ВЭС можно отнести: максимальные и минимальные значения мощности, а также коэффициент использования установленной мощности.

КИУМ ВЭС определяется как отношение фактической выработки к выработке при использовании всей установленной мощности в течение рассматриваемого периода времени (теоретической выработке):

$$КИУМ_{ВЭС} = \frac{N_{факт}}{N_{теор}} \cdot 100\%$$

где: $N_{факт}$ – фактическая выработка электрической энергии ВЭС в течение рассматриваемого периода времени, кВт·ч; $N_{теор}$ – теоретическая выработка электрической энергии ВЭС при использовании всей установленной мощности в течение рассматриваемого периода времени, кВт·ч.

КИУМ характеризует энергетическую эффективность работы энергетического оборудования. Чем выше его значение, тем больше производится электрической энергии и тем выше экономическая эффективность электростанции. КИУМ ВЭС в большей степени зависит от природных факторов, влияющих на формирование воздушного потока, его направление и мощность. Значение КИУМ традиционных электростанций (ТЭС, ГЭС) в основном зависит от графика нагрузки, графика проведения ремонтных работ, аварий, местных особенностей топлива, сезонных изменений погоды, а также технических возможностей энергетического оборудования работать длительное время.

Определение максимальной величины амплитуды колебания мощности ВЭС.

Исследования по направлению оценки колебаний мощности ветровых электростанций, определению их закономерностей и частоты изменения во времени, проводятся различными авторами. Их результаты находят свою актуальность в задачах моделирования и прогнозирования электроэнергетических режимов [19-21]. Для исследования ВЭС в энергосистеме Германии использовалась кусочно-линейная аппроксимации временного ряда графика генерации ВЭС [22]:

$$\Delta P_{ВЭС}(t) = P_{i+k}(t) - P_i(t)$$

где: $\Delta P_{ВЭС}(t)$ – амплитуда изменения мощности ВЭС, МВт; $P_i(t)$ – мощность ВЭС, соответствующая измерению i , МВт; $P_{i+k}(t)$ – мощность ВЭС, соответствующая

следующему измерению $i+k$, МВт, k – шаг измерения мощности ВЭС, ч; $\Delta P_{\text{вэс}}(t) > 0$ соответствует увеличению мощности ВЭС, $\Delta P_{\text{вэс}}(t) < 0$ соответствует снижению мощности ВЭС. При $\Delta P_{\text{вэс}}(t) = 0$ мощность ВЭС не изменяется.

Увеличение шага измерения мощности позволяет выявить максимальную амплитуду колебаний. Как правило, наибольшая амплитуда колебаний выявляется при $k=23$.

Анализ повторяемости амплитуды колебания мощности ВЭС.

Повторяемость амплитуды колебаний мощности ВЭС $t(\Delta P_{\text{вэс}}^k)$ устанавливает отношение числа случаев N со значениями амплитуды, входящими в интервал $\Delta P_{\text{вэс}}^k$, к общему числу случаев M :

$$t(\Delta P_{\text{вэс}}^k) = \frac{N}{M} \cdot 100\%$$

Интервалы $\Delta P_{\text{вэс}}^k$ можно задавать в процентах от установленной мощности ВЭС с шагом 5%: [0;5], (5;10], (10;15] ... (95;100]. Повторяемость рассчитывается по каждому году. В результате их обработки получается матрица средних за ретроспективный период значений повторяемости амплитуды колебаний мощности ВЭС в зависимости от величины амплитуды и интервала времени.

Результаты (Results)

В соответствии с описанными методами и последовательностью проведения анализа режимов работы ВЭС на первом этапе проводился укрупненный анализ обобщенных показателей (табл. 1). В соответствии с ними установлено:

- рост установленной мощности наземных и оффшорных ВЭС за 10 лет составил 37% с 13,6 ГВт до 21,5 ГВт;
- максимальное значение мощности ВЭС за указанный период времени не превышает $0,812P_{\text{уст}}$, и в среднем находится на уровне $0,8P_{\text{уст}}$;
- несмотря на значительную пространственную распределенность ВЭС, мощность всех ВЭС может снижаться практически до нуля;
- коэффициент использования установленной мощности изменяется в диапазоне 15-23%.

Таблица 1
Table 1

Данные о режимах работы ВЭС в энергосистеме Германии за период 2013-2022 гг.

Wind farms operating modes data of German energy system for the period 2013-2022

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
$P_{\text{уст}}$, МВт	13623	14797	16171	17236	18556	19414	19779	20206	20841	21507
$P_{\text{макс}}$, МВт	11064	11972	12832	13398	14266	15672	16050	16258	16727	16885
$P_{\text{макс}}$, %	81,2	80,9	79,4	77,7	76,9	80,7	81,1	80,5	80,3	78,5
$P_{\text{мин}}$, МВт	0,0	0,0	9,0	25,2	4,9	11,0	22,0	3,5	5,5	3,2
$P_{\text{мин}}$, %	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
КИУМ, %	15,5	15,3	19,9	17,0	20,1	19,7	22,6	22,1	19,0	19,9

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

На следующем этапе проводился расчет максимальной величины амплитуды колебания мощности ВЭС и повторяемости амплитуды колебания мощности ВЭС.

На рисунке 2 показано изменение амплитуды колебания мощности ВЭС ($\Delta P_{\text{вэс}}$) в зависимости от шага измерения мощности ВЭС ($k=6, 12, 18 \dots 72$ ч). Результаты показывают, что на краткосрочных периодах времени до 24 часов среднее значение амплитуды колебания мощности составляет $\Delta P_{\text{вэс}} = \pm 0,56P_{\text{уст}}$ ($\Delta P_{\text{вэс}} > 0$ при увеличении мощности ВЭС, $\Delta P_{\text{вэс}} < 0$ при снижении мощности ВЭС) при коэффициенте вариации 16%. Для долгосрочных периодов времени от 24 до 72 часов среднее значение амплитуды колебания мощности составляет $\Delta P_{\text{вэс}} = \pm 0,7P_{\text{уст}}$ при коэффициенте вариации 3%.

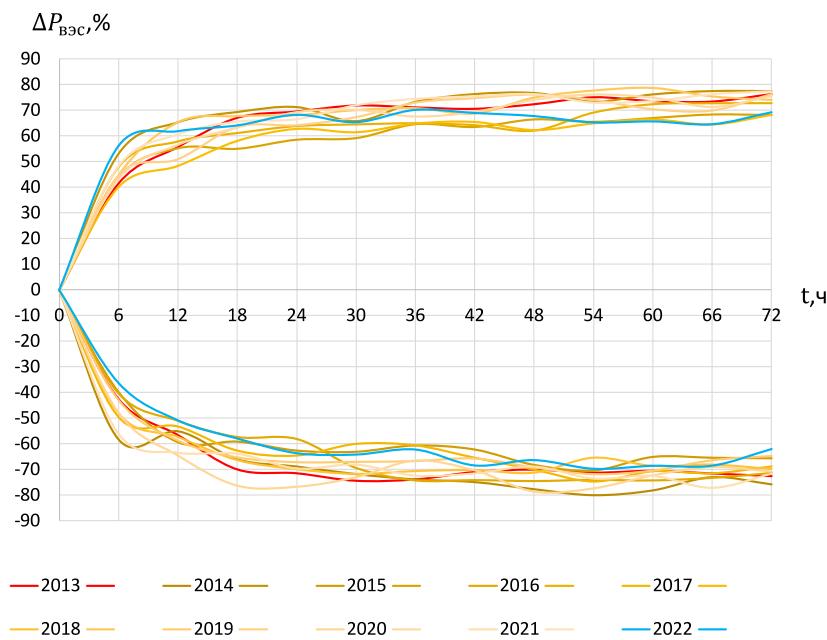


Рис. 2. Амплитуда колебаний мощности ВЭС (в процентах от установленной мощности ВЭС) в зависимости от интервала времени

Fig. 2. The amplitude of wind farms capacity fluctuations (as a percentage of wind farms installed capacity) depending on the time interval

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

Для надежной работы энергосистемы необходимо учитывать наиболее тяжелые режимы, связанные с высокоамплитудными колебаниями мощности ВЭС. В связи с этим на основании рисунка 2 построен график с максимальными значениями $\Delta P_{вэс}$ – рисунок 3. Как видно из рисунка, максимальное значение амплитуды не превышает $\pm 0,8P_{уст}$.

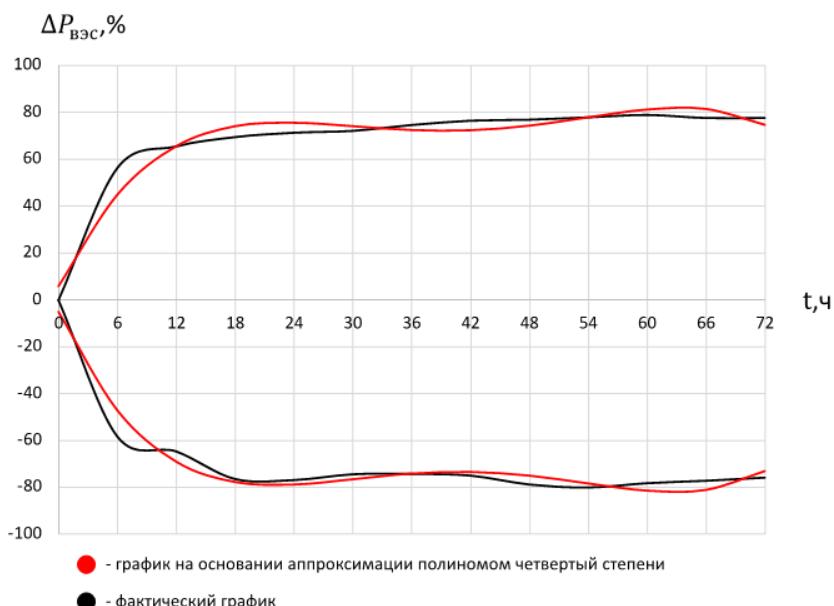


Рис. 3. Максимальная амплитуда колебаний мощности ВЭС (в процентах от установленной мощности ВЭС) в зависимости от интервала времени

Fig. 3. The maximum amplitude of wind farms capacity fluctuations (as a percentage of wind farms installed capacity) depending on the time interval

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

Полученные эмпирические зависимости можно использовать при определении амплитуды колебания мощности ВЭС на прогнозируемый интервал времени от 1 часа и на 3 суток вперед. Для удобства прогнозирования разработано два способа.

1. Графический способ на основании рисунка 3. Ось абсцисс показывает прогнозируемый интервал времени в часах. Ось ординат показывает амплитуду колебаний

мощности ВЭС в течение выбранного интервала времени (в процентах от установленной мощности ВЭС).

2. Второй способ на основании аппроксимации функции полиномом четвертой степени, который в общем виде представляется как:

$$\Delta P_{\text{ВЭС}}(t) = a_1 t^4 + a_2 t^3 + a_3 t^2 + a_4 t + a_5$$

где: a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 – коэффициенты полинома четвертой степени, значения которых представлены в таблице 2, t – прогнозируемое значение времени, ч, $t \in (0;72]$.

Таблица 2
Table 2

Коэффициенты полиномов четвертой степени¹
Polynomials coefficients of the fourth degree¹

Коэффициент полинома	Значения при определении увеличения мощности ВЭС	Значения при определении снижения мощности ВЭС
a_1	$-3,6775 \cdot 10^{-5}$	$4,0223 \cdot 10^{-5}$
a_2	$6,1715 \cdot 10^{-3}$	$-6,7463 \cdot 10^{-3}$
a_3	$-3,5774 \cdot 10^{-1}$	$3,9072 \cdot 10^{-1}$
a_4	8,4472	-9,1156
a_5	5,7473	-4,9711

1 – коэффициент достоверности аппроксимации с полученными коэффициентами $R^2=0,95$.

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

Расчет повторяемости проводится для интервала времени [0;72] с шагом в 6 часов. Результаты расчетов для среднего значения повторяемости за ретроспективный период представлены в виде графиков на рисунке 4(а). Анализ повторяемости показывает одинаковый характер изменения за период 2013-2022 гг. Наибольшая повторяемость (около 80% времени в течение года) амплитуды колебаний мощности ВЭС наблюдается в интервалах от (5;10] или (0,05-0,1) P_{ycm} до (15;20] или (0,15-0,2) P_{ycm} . При этом коэффициент вариации для указанных интервалов находится в пределах 20%. (рис. 4(б)).

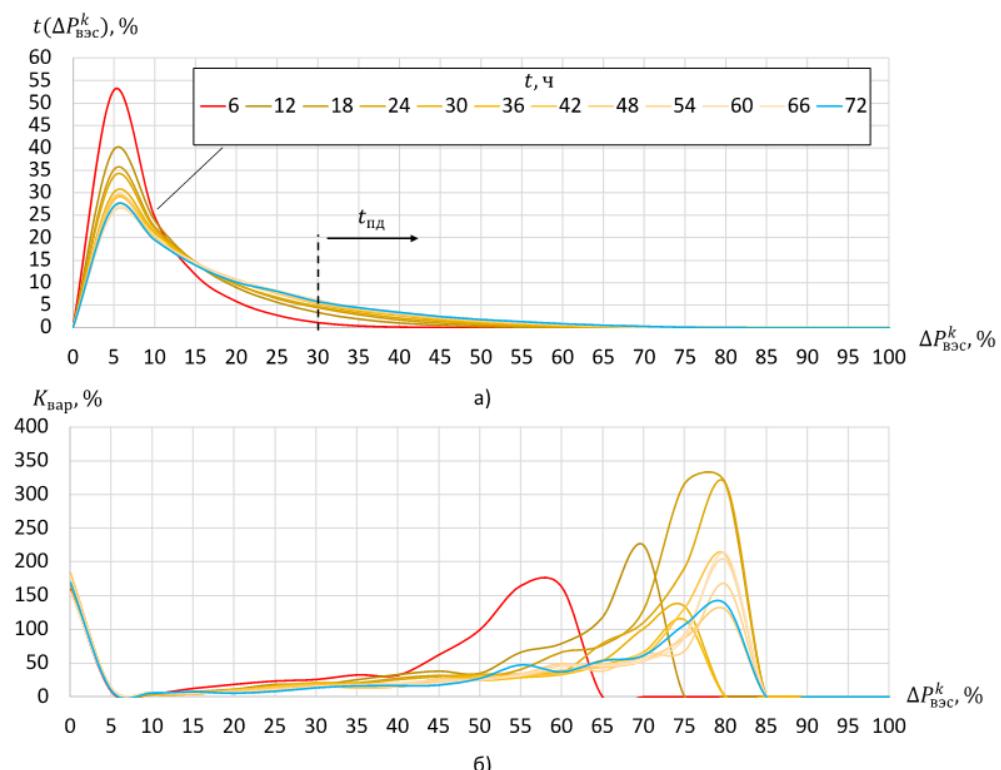


Рис. 4. Среднее значение повторяемости амплитуды колебаний мощности ВЭС (а) и коэффициент вариации повторяемости амплитуды колебаний мощности ВЭС (б) за ретроспективный период

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

Обсуждение (Discussions)

Полученные результаты можно использовать при планировании режимов работы энергосистемы (например, при планировании состава включенного генерирующего оборудования и объемов резервов) и формировании перспективных балансов мощности. Значения амплитуды колебаний мощности ВЭС и их повторяемости сопоставляются с регулировочным диапазоном традиционных электростанций. В случае недостаточности регулировочного диапазона традиционных электростанций, необходимо предусмотреть мероприятия по обеспечению требуемого регулировочного диапазона.

К первой группе мероприятий можно отнести ввод генерирующих мощностей с более высокими характеристиками маневренности, увеличение пропускной способности электрической сети или выравнивание графика нагрузки за счет внедрения систем накопления электрической энергии, гидроаккумулирующих электростанций или механизмов управления спросом.

Вторая группа мероприятий основана на выявлении общего характера изменения повторяемости амплитуды колебаний мощности ВЭС. Чем больше амплитуда колебаний мощности ВЭС, тем реже такие случаи наблюдаются за ретроспективный период. При этом для таких случаев характерны высокие значения коэффициента вариации (рис. 3(б)). Поэтому в условиях неопределенности, кратковременно возможно обеспечить расширение регулировочного диапазона традиционных электростанций на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью ($t_{\text{пл}}$) без строительства дополнительных маневренных мощностей – рисунок 3 (а). Например, для паросиловых энергоблоков с прямоточными и барабанными котлами, а также ПГУ с котлами-utiлизаторами, верхний предел регулировочного диапазона нагрузок составляет 100-110% [22].

Важно отметить, что аналогичные результаты были получены при анализе энергосистемы Чехии [23]. При суммарной установленной мощности ВЭС 337 МВт среднее значение амплитуды колебания мощности ВЭС составило $\Delta P_{\text{вэс}} = \pm 0,8P_{\text{уст}}$. Таким образом, полученные результаты можно использовать при разработке структуры генерации в энергосистемах с установленной мощностью ВЭС от сотен мегаватт до десятков гигаватт.

Заключение (Conclusions)

В условиях продолжающегося роста установленной мощности ветровых электростанций в энергосистеме России анализ их режимов работы является важной задачей. Выявление закономерностей в колебаниях мощности ВЭС позволяет точнее планировать режимы работы энергосистемы. Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. При строительстве ВЭС в энергосистеме России необходимо проводить анализ зарубежных энергосистем с высокой долей установленной мощности ВЭС. Полученные результаты могут быть использованы в задачах планирования и управления режимами работы традиционных электростанций с учетом их характеристик маневренности.

2. В результате анализа энергосистемы Германии и Чехии было установлено, что для больших энергосистем с установленной мощностью ВЭС в сотни мегаватт и десятки гигаватт максимальное значение амплитуды колебания мощности всех ВЭС составляет 80% от установленной мощности ВЭС.

3. Расчет повторяемости амплитуды колебаний мощности ВЭС показывает одинаковый характер изменения за период 2013-2022 гг. Результаты можно использовать при планировании режимов работы энергосистемы и формирования перспективных балансов мощности. Амплитуда колебаний до 20% от установленной мощности ВЭС является наиболее продолжительной – около 80% времени в течение года.

4. Значения амплитуды колебаний мощности ВЭС и их повторяемости необходимо сопоставлять с регулировочным диапазоном традиционных электростанций. В случае недостаточности регулировочного диапазона традиционных электростанций необходимо предусмотреть мероприятия по его расширению.

Дальнейшее развитие исследований планируется в направлении анализа графиков генерации ВЭС в других энергосистемах с разной величиной усреднения измерений активной мощности ВЭС, а также установления погрешностей исследуемых графиков генерации ВЭС и их влияния на полученные результаты.

Литература

1. Теплов, Б. Д., Радин Ю. А. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности // Теплоэнергетика. 2019. № 5. С. 39-47. doi:10.1134/S0040363619050096.

2. Ассоциация развития возобновляемой энергетики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rreda.ru/industry/statistics/>
3. Kojima H., Nagasawa K., Todoroki N., et al. Influence of renewable energy power fluctuations on water electrolysis for green hydrogen production // International Journal of Hydrogen Energy. 2023, Vol.48, Iss. 12. Pp. 4572-4593 doi:10.1016/j.ijhydene.2022.11.018.
4. Zhang L., Zhang T., Zhang K., Hu W. Research on power fluctuation strategy of hybrid energy storage to suppress wind-photovoltaic hybrid power system // Energy Reports. 2023. Vol.10. pp. 3166-3173. doi:10.1016/j.egyr.2023.09.176.
5. Frate G.F., Cherubini P., Tacconelli C., et al. Ramp rate abatement for wind energy integration in microgrids // Energy Procedia. 2019, Vol. 159. pp. 292-297, doi:10.1016/j.egypro.2019.01.013.
6. Zhu N., Wang Y., Yuan K., et al. Peak interval-focused wind power forecast with dynamic ramp considerations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2024. Vol.163. 110340, doi:10.1016/j.ijepes.2024.110340.
7. Monie S.W., Åberg M. Potential to balance load variability, induced by renewable power, using rock cavern thermal energy storage, heat pumps, and combined heat and power in Sweden // Applied Energy. 2023. Vol. 343. 121210, doi:10.1016/j.apenergy.2023.121210.
8. Mishra S., Leinakse M., Palu I. Wind power variation identification using ramping behavior analysis // Energy Procedia. 2017. Vol. 141. pp. 565-571, doi:10.1016/j.egypro.2017.11.075.
9. Sambeet Mishra, Esin Ören, Chiara Bordin, Fushuan Wen, Ivo Palu, Features extraction of wind ramp events from a virtual wind park, Energy Reports, Volume 6, Supplement 6, 2020, Pages 237-249, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.08.047>.
10. Pichault, M., Vincent, C., Skidmore, G., and Monty, J.: Characterisation of intra-hourly wind power ramps at the wind farm scale and associated processes, Wind Energ. Sci., 6, 131–147, <https://doi.org/10.5194/wes-6-131-2021>, 2021.
11. Sambeet Mishra, Madis Leinakse, Ivo Palu, Wind power variation identification using ramping behavior analysis, Energy Procedia, Volume 141, 2017, Pages 565-571, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.075>.
12. 50Hertz Transmission GmbH [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.50hertz.com/en/Transparency/GridData/Production/Windpower>
13. Rahman S., Khan I., Alkhammash H.I., Nadeem M.F. A Comparison Review on Transmission Mode for Onshore Integration of Offshore Wind Farms: HVDC or HVAC // Electronics. 2021. Vol.10. 1489. doi:10.3390/electronics10121489
14. Xu Z., Jin Y., Zhang Z., Huang Y. Eight Typical Schemes of Offshore Wind Power Transmission and Their Key Technical Problems // Energies. 2023. Vol.16, 658. doi:10.3390/en16020658
15. Torres Olguin, R.E., Garces, A., Bergna, G. (2014). HVDC Transmission for Offshore Wind Farms. In: Hossain, J., Mahmud, A. (eds) Large Scale Renewable Power Generation. Green Energy and Technology. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-4585-30-9_11
16. Сигитов О.Ю. Разработка метода рациональной расстановки ветровых электростанций в электроэнергетической системе: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2022. 20 с.
17. Сигитов, О. Ю. Купреев С. А., Мнацаканян В. У. Положительный эффект распределения ветровых электростанций в электроэнергетической системе // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2023. Т. 24, № 2. С. 157-165.
18. Сигитов О.Ю., Вивчар А.Н., Проблемы управления ветровыми и тепловыми электростанциями в электроэнергетической системе // Электрические станции. 2022. № 12 (1097). С. 2-9.
19. Dotzauer M., Pfeiffer D., Lauer M., et al. How to measure flexibility – performance indicators for demand driven power generation from biogas plants // Renewable Energy. 2019. Vol. 134. pp. 135-146, doi:10.1016/j.renene.2018.10.021.
20. Kamath C. Understanding wind ramp events through analysis of historical data, Proceedings of the IEEE PES T&D 2010, New Orleans, LA, USA, 2010, pp. 1-6, doi:10.1109/TDC.2010.5484508.
21. Florita, A. R. et al. Identifying Wind and Solar Ramping Events. Proceedings of the 2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech); 2013. pp. 147-152.
22. Радин, Ю.А. Сигитов О.Ю., Зорченко Н.В. Требования к маневренности тепловых электростанций в энергосистемах с ветровыми электростанциями // Электрические станции. – 2025. № 1(1122). С. 17-25. doi:10.71841/EP.ELST.2025.1122.1.02.
23. Сигитов О.Ю. Разработка алгоритма оценки колебаний мощности ветровых электростанций. Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XIV Международной научно-технической конференции (1–4 октября 2024 г.): В 2 т. Т 2. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2024.

Авторы публикации

Сигитов Олег Юрьевич – канд. техн. наук, ст. преподаватель кафедры энергетического машиностроения инженерной академии Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия. olegsigitov@gmail.com

Суслов Константин Витальевич – д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Россия; профессор кафедры электроснабжения и электротехники Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Россия. dr.souslov@yandex.ru

References

1. Teplov BD, Radin YuA Increasing the maneuverability and economic efficiency of CCGT operation in the context of the wholesale electricity and capacity market. *Thermal Power Engineering*. 2019; 5: 39-47. (In Russ). doi: 10.1134/S0040363619050096.
2. Renewable Energy Development Association [Electronic resource] - Access mode: <https://rreda.ru/industry/statistics/>
3. Kojima H, Nagasawa K, Todoroki N, et al. Influence of renewable energy power fluctuations on water electrolysis for green hydrogen production, *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023; 48(12):4572-4593 doi:10.1016/j.ijhydene.2022.11.018.
4. Zhang L, Zhang T, Zhang K, Hu W Research on power fluctuation strategy of hybrid energy storage to suppress wind-photovoltaic hybrid power system. *Energy Reports*. 2023; 10: 3166-3173. doi:10.1016/j.egyr.2023.09.176.
5. Frate GF, Cherubini P, Tacconelli C, et al. Ramp rate abatement for wind energy integration in microgrids. *Energy Procedia*. 2019; 159: 292-297, doi:10.1016/j.egypro.2019.01.013.
6. Zhu N, Wang Y, Yuan K, et al. Peak interval-focused wind power forecast with dynamic ramp considerations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2024; 163: 110340, doi:10.1016/j.ijepes.2024.110340.
7. Monie SW, Åberg M Potential to balance load variability, induced by renewable power, using rock cavern thermal energy storage, heat pumps, and combined heat and power in Sweden. *Applied Energy*. 2023; 343: 121210, doi:10.1016/j.apenergy.2023.121210.
8. Mishra S, Leinakse M, Palu I Wind power variation identification using ramping behavior analysis. *Energy Procedia*. 2017; 141: 565-571, doi:10.1016/j.egypro.2017.11.075.
9. Sambeet Mishra, Esin Ören, Chiara Bordin, Fushuan Wen, Ivo Palu, Features extraction of wind ramp events from a virtual wind park, *Energy Reports*, Volume 6, Supplement 6, 2020, Pages 237-249, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.08.047>.
10. Pichault, M., Vincent, C., Skidmore, G., and Monty, J.: Characterisation of intra-hourly wind power ramps at the wind farm scale and associated processes, *Wind Energ. Sci.*, 6, 131–147, <https://doi.org/10.5194/wes-6-131-2021>, 2021.
11. Sambeet Mishra, Madis Leinakse, Ivo Palu, Wind power variation identification using ramping behavior analysis, *Energy Procedia*, Volume 141, 2017, Pages 565-571, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.075>.
12. 50Hertz Transmission GmbH [Electronic resource] - Access mode: <https://www.50hertz.com/en/Transparency/GridData/Production/Windpower>
13. Rahman S, Khan I, Alkhammash HI, Nadeem MF A Comparison Review on Transmission Mode for Onshore Integration of Offshore Wind Farms: HVDC or HVAC. *Electronics*. 2021;10:1489. doi:10.3390/electronics10121489
14. Xu Z, Jin Y, Zhang Z, Huang Y Eight Typical Schemes of Offshore Wind Power Transmission and Their Key Technical Problems. *Energies*. 2023;16: 658. doi:10.3390/en16020658
15. Torres Olguin R. E., Garces, A., Bergna, G. HVDC Transmission for Offshore Wind Farms. In: Hossain, J., Mahmud, A. (eds) Large Scale Renewable Power Generation. Green Energy and Technology. Springer, Singapore, 2014. doi:10.1007/978-981-4585-30-9_11
16. Sigitov O. Yu. Development of a method for rational placement of wind power plants in the electric power system: author's abstr. dis. ... candidate of technical sciences. M., 2022. 20 p.
17. Sigitov OYu, Kupreev SA, Mnatsakanyan VU Positive effect of distribution of wind power plants in the electric power system// *Bulletin of the Peoples' Friendship University of Russia. Series: Engineering Research*. 2023; 24 (2): 157-165.
18. Sigitov OYu, Vivchar AN Problems of control of wind and thermal power plants in the electric power system. *Electric Stations*. 2022; 12 (1097):2-9.
19. Dotzauer M, Pfeiffer D, Lauer M, et al. How to measure flexibility – performance indicators

for demand driven power generation from biogas plants. *Renewable Energy*. 2019; 134: 135-146, doi:10.1016/j.renene.2018.10.021.

20. Kamath C. Understanding wind ramp events through analysis of historical data, *Proceedings of the IEEE PES T&D 2010*, New Orleans, LA, USA, 2010, pp. 1-6, doi:10.1109/TDC.2010.5484508.

21. Florita A. R. et al. Identifying Wind and Solar Ramping Events. *Proceedings of the 2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*; 2013. pp. 147-152.

22. Radin YuA, Sigitov OY, Zorchenko NV Requirements for the maneuverability of thermal power plants in power systems with wind power plants. *Electric stations*. 2025; 1(1122):17-25. doi:10.71841/EP.ELST.2025.1122.1.02.

23. Sigitov, O. Yu. Development of an algorithm for estimating wind power plant power fluctuations. *Electric Power Industry through the Eyes of Young People: Proceedings of the XIV International Scientific and Technical Conference* (October 1–4, 2024): In 2 vols. Vol. 2. Stavropol: North Caucasian Federal University, 2024.

Authors of the publication

Oleg Yu. Sigitov – Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia. olegsigitov@gmail.com

Konstantin V. Suslov – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia; National Research University "MEI", Moscow, Russia. dr.souslov@yandex.ru

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено

11.03.2025 г.

Отредактировано

28.04.2025 г.

Принято

06.05.2025 г.