

Секция №5

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**



Scientific section №5

**PROSPECTIVE DIRECTIONS OF ELECTRIC POWER
DEVELOPMENT**

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Андерс М.А.^{1,2}, Русина А.Г.¹

¹ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Новосибирск, Россия

e-mail: andersmikhail@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время исследовательский и инженерный интерес к технологиям электропередачи постоянного тока в России становится актуальным вновь. Так в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р, предусмотрена реализация нескольких проектов электропередач постоянного тока. Однако отсутствие отечественных проектов электропередач постоянного тока, развитие технологий электропередачи постоянного тока и силовой электроники в других странах приводит к необходимости актуализации текущего состояния дел в этой области. Таким образом, необходимо провести анализ актуальных технологий электропередач постоянного тока.

Материалы и методы: Использовались зарубежные и отечественные результаты исследований в области электропередач постоянного тока.

Результаты: Проанализированы основные способы реализации электропередач постоянного тока. Определены их свойства и характеристики, которые могут быть использованы в том числе в задачах управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Выводы: Приведен укрупненный обзор технологий электропередачи постоянного тока и выполнен их сравнительный анализ.

Ключевые слова: электропередача постоянного тока, выпрямитель, инвертор, управляемый тиристорный вентиль, модульный многоуровневый преобразователь.

HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT TECHNOLOGIES: AN OVERVIEW

Mikhail Anders^{1,2}, Anastasia Rusina¹

¹Novosibirsk State Technical University

Novosibirsk, Russia

e-mail: andersmikhail@yandex.ru

Abstract

Background: Research and engineering interest in high voltage direct current (HVDC) technologies is currently gaining renewed relevance in Russia. The General Plan for the Allocation of Electric Power Facilities until 2042, approved by Russian Government Decree No. 4153-r dated December 30, 2024, provides for the implementation of several HVDC projects. However, the lack of domestic HVDC transmission projects and the development of HVDC power transmission technologies and power electronics in other countries requires an update of the current state of affairs in this area. Therefore, it is necessary to analyze actual HVDC transmission technologies.

Materials and methods: Foreign and domestic research results in the HVDC technology were used.

Results: The main ways of HVDC transmission implementation are analyzed. Their properties and characteristics are determined, which can be used, including in the tasks of power system electric power mode control.

Conclusions: An overview of HVDC power transmission technologies is provided, and their comparative analysis is performed.

Key words: HVDC transmission line, rectifier, inverter, control thyristor valve, modular multilevel converter.

1. ВВЕДЕНИЕ

Основными техническими преимуществами электропередач постоянного тока являются меньшие потери мощности относительно электропередач переменного тока, возможность несинхронного соединения систем переменного тока, возможность быстрого регулирования и реверса передаваемой активной мощности, возможность ограничения токов короткого замыкания в сети, отсутствие ограничений по статической и динамической устойчивости и др.

Однако важно дополнительно отметить, что для передачи электроэнергии на дальние расстояния (более 1000 км) однозначное преимущество имеют ЛЭП постоянного тока. В общем случае можно считать, что такие ЛЭП дешевле в строительстве приблизительно на 30 %, а также имеют на 30 % меньшие потери мощности по сравнению с электропередачами переменного тока равной номинальной мощности [1].

Современные электропередачи постоянного тока реализовываются с помощью двух основных технологий: с использованием преобразователей тока и с использованием преобразователей напряжения.

II. ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯХ ТОКА

Традиционные системы электропередачи постоянного тока построены на преобразователях тока с управляемыми тиристорными вентилями. На рис. 1 представлена структурная схема биполярной электропередачи постоянного тока на преобразователях тока.

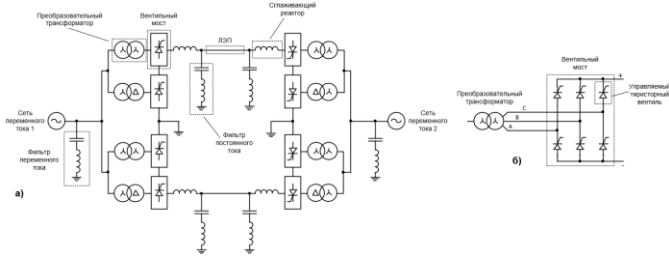


Рис. 1. Структурная схема биполярной электропередачи постоянного тока на преобразователях тока

Основой преобразователя тока является трехфазный двухполупериодный вентильный мост (рис. 1, б), называемый также шестипульсным, поскольку работа моста характеризуется шестью коммутациями тиристорных вентиляей за период промышленной частоты. Каждый шестипульсный мост состоит из шести управляемых тиристорных вентиляей. А каждый вентиль, в свою очередь, состоит из необходимого числа последовательно соединенных тиристоров для достижения необходимого номинального напряжения системы.

Большинство современных систем электропередачи постоянного тока на преобразователях тока построены на двенадцатипульсных преобразователях. Двенадцатипульсным преобразователем называется последовательное соединение двух шестипульсных вентильных мостов. Такая схема позволяет увеличить номинальное напряжение ЛЭП постоянного тока. При использовании схемы с двенадцатипульсными преобразователями векторы переменного напряжения двух вентильных мостов смещены относительно друг друга на 30° для улучшения качества выходного постоянного напряжения. Фазовый сдвиг переменных источников

напряжения обеспечивается подключением одного шестипульсного моста ко вторичной обмотке преобразовательного трансформатора, соединенной по схеме «звезда», а второго шестипульсного моста – ко вторичной обмотке другого преобразовательного трансформатора, соединенной по схеме «треугольник».

Для обеспечения коммутации вентиляей в преобразователях тока требуется относительно мощный источник переменного напряжения – необходимо, чтобы мощность трехфазного короткого замыкания сети переменного тока в точке присоединения преобразователя была как минимум в два раза больше номинальной мощности преобразователя [1].

Работа преобразователей тока сопровождается значительным потреблением реактивной мощности [3]. В качестве источников компенсации реактивной мощности могут использоваться емкостные фильтры переменного тока, батареи статических конденсаторов или синхронные компенсаторы.

Существует два независимых метода управления режимом работы электропередачи постоянного тока на преобразователях тока. Структурная схема управления биполярной ЛЭП постоянного тока представлена на рис. 2.

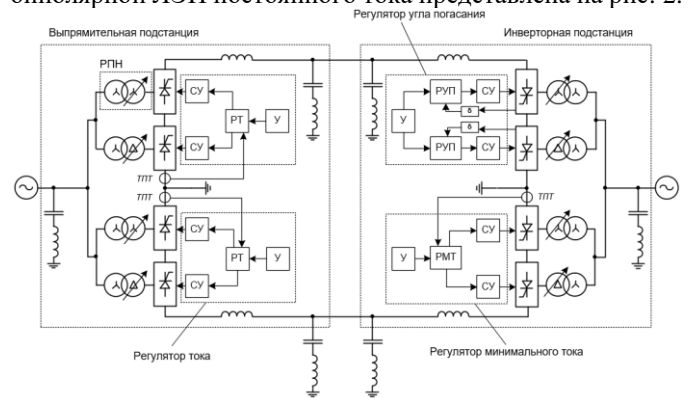


Рис. 2. Структурная схема управления режимом работы биполярной ЛЭП постоянного тока на преобразователях тока (ТПТ – трансформатор постоянного тока, У – устройство задания уставки, РТ – регулятор тока, РУП – регулятор угла погасания, РМТ – регулятор минимального тока, δ – устройство измерения угла погасания, СУ – устройство сеточного управления импульсами открытия вентиляей)

Первый метод заключается в изменении угла зажигания вентиляей на выпрямительной подстанции [3, 4]. Для реализации данного метода используется регулятор тока (РТ), воздействующий на смещение импульсов открытия вентиляей для изменения угла зажигания. На инверторной подстанции устанавливается регулятор угла погасания (РУП), задача которого в данном режиме – поддерживать постоянство заданного угла погасания. В некоторых режимах работы, сопровождающихся быстрым снижением тока в полупериод ЛЭП постоянного тока, в действие вступает регулятор минимального тока (РМТ) на инверторной подстанции, который воздействует на увеличение угла опережения вентиляей, снижая встречную ЭДС инвертора и сохраняя ток в полупериод ЛЭП на уровне своей уставки [3, 8].

Второй метод заключается в изменении переменного напряжения преобразователя тока с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) преобразовательных трансформаторов. Данный метод характеризуется более медленным изменением режима работы электропередачи [1]. Однако устройство РПН преобразовательных трансформаторов выпрямительной

подстанции является необходимым для регулирования переменного напряжения при увеличении угла зажигания вентилях, сопровождающемся значительным увеличением потребления реактивной мощности из сети переменного тока.

III. ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯХ НАПЯЖЕНИЯ

В конце 1990-х годов была впервые представлена технология электропередачи постоянного тока на основе преобразователей напряжения с использованием биполярных транзисторов с изолированным затвором (*Insulated gate bipolar transistor – IGBT*) [5] (рис. 3).

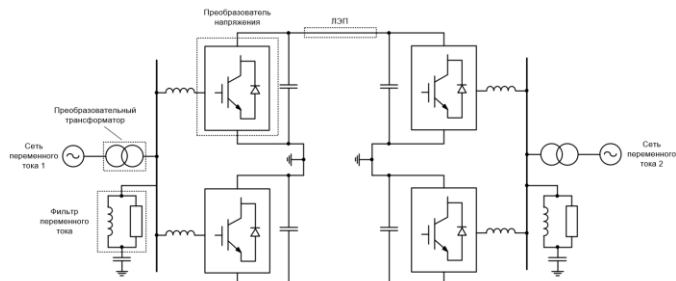


Рис. 3. Структурная схема биполярной электропередачи постоянного тока на преобразователях напряжения

Изначально преобразователи напряжения выполнялись по двухуровневой технологии (рис. 4, а). Однако для достижения лучших гармонических характеристик переменного тока и более высокой эффективности преобразования в 2000 году была разработана технология трехуровневых преобразователей напряжения (рис. 4, б) [6].

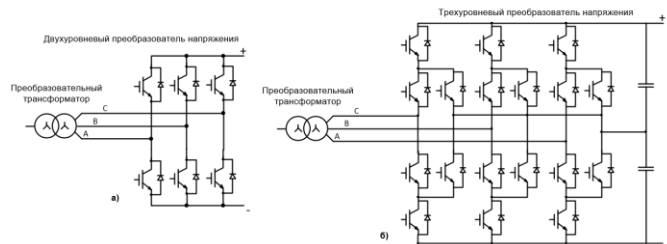


Рис. 4. Схемы двухуровневого (а) и трехуровневого (б) преобразователей напряжения

Главной особенностью технологии электропередачи постоянного тока на основе преобразователей напряжения является возможность осуществления быстрого и независимого управления активной и реактивной мощностью электропередачи [1]. Управление реактивной мощностью также может осуществляться на каждой преобразовательной подстанции независимо от уровня напряжения постоянного тока. Эта особенность позволяет проектировать преобразовательные подстанции с преобразователями напряжения в любом месте энергосистемы переменного тока, поскольку в данном случае отсутствуют дополнительные требования к минимальной мощности короткого замыкания к точке присоединения к сети переменного тока [4].

В 2010 году была впервые реализована технология электропередачи постоянного тока на преобразователях напряжения с использованием модульных многоуровневых преобразователей (ММП) (рис. 5) [6].

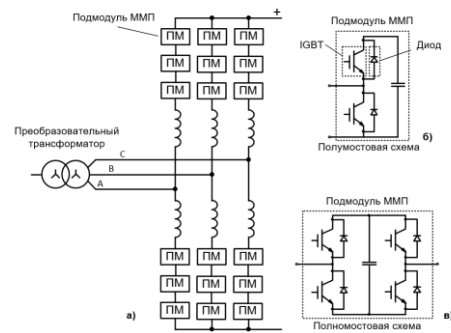


Рис. 5. Структурная схема преобразовательной подстанции ЛЭП постоянного тока с использованием модульных многоуровневых преобразователей (ММП) (а – схема преобразовательной подстанции, б – полумостовая схема подмодуля ММП, в – полномостовая схема подмодуля ММП)

ММП состоит из последовательно включенных подмодулей в каждое плечо преобразователя. Такая схема преобразователя напряжения обеспечивает его модульность и масштабируемость, низкие требования к фильтрации постоянного и переменного тока, а также высокую эффективность преобразования [5]. Однако большое количество подмодулей и входящих в их состав элементов увеличивает стоимость и снижает надежность работы преобразователя напряжения. Кроме того, потери мощности в ММП больше, чем в преобразователях тока соответствующей номинальной мощности. Еще одним ограничением применения преобразователей напряжения является то, что используемые транзисторы имеют меньшую перегрузочную способность по току, чем тиристоры, используемые в преобразователях тока. Таким образом, максимальная номинальная мощность и перегрузочная способность преобразователей напряжения ниже, чем у преобразователей тока.

На рис. 6 представлена структурная схема управления режимом работы биполярной ЛЭП постоянного тока на преобразователях напряжения. Основным средством управления является изменение референцирующих сигналов широтно-импульсной модуляции (ШИМ) каждого преобразователя на каждой преобразовательной подстанции [6].

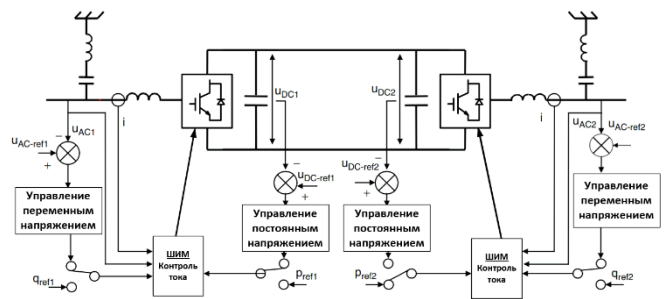


Рис. 6. Структурная схема управления режимом работы биполярной ЛЭП постоянного тока на преобразователях напряжения

IV. ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Применение технологии электропередачи постоянного тока позволяет повысить управляемость энергосистемы за счет изменения технологического режима работы энергообъектов постоянного тока. Это свойство дает возможность оптимизировать электроэнергетический

режим в определенной части энергосистемы или предотвратить перегрузки по активной мощности в некоторых сетевых элементах кольцевых схем электрической сети переменного тока.

Также применение ЛЭП постоянного тока обеспечивает возможность межсистемной связи относительно малой мощности между сколь угодно мощными энергосистемами. При этом не только исключаются нерегулярные колебания по данной связи, но и снижается уровень таких колебаний на связях внутри объединяемых энергосистем, что в конечном счете повышает их пропускную способность [2].

Несинхронные связи постоянного тока позволяют повысить живучесть энергосистемы за счет предотвращения распространения аварии на смежные части энергообъединения. Однако положительное влияние на живучесть энергосистемы ЛЭП постоянного тока могут оказывать и в составе синхронно работающего энергообъединения, поскольку они в значительно большей мере, чем связи переменного тока, противостоят каскадному развитию аварии.

Еще одной особенностью использования электропередач постоянного тока в составе энергосистемы является возможность реализации противоаварийного управления через системы управления ЛЭП постоянного тока. Это позволяет повысить устойчивость систем переменного тока и уменьшить объем управляющих воздействий на отключение генераторов электрических станций или отключение нагрузки потребителей.

Свойство автономности полюсов биполярной ЛЭП постоянного тока повышает уровень надежности электропередачи и энергосистемы в целом за счет возможности форсирования остающегося в работе полюса. Это позволяет максимально снижать наброс мощности на параллельные связи и дефицит в приемной части энергосистемы. В конечном счете, это позволяет минимизировать объем требуемых управляющих воздействий противоаварийного управления [7].

Включение ЛЭП постоянного тока в энергосистему не увеличивает уровень токов короткого замыкания в сети, что в результате исключает необходимость замены коммутационных аппаратов переменного тока, которая могла бы возникнуть при вводе соответствующей ЛЭП переменного тока.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены основные технологии электропередачи постоянного тока, их особенности и основные способы управления их режимом работы, а также обозначены возможности повышения управляемости энергосистем за счет управления технологическими режимами работы электропередач постоянного тока. В таблице I обобщены основные особенности и характеристики электропередач постоянного тока на преобразователях тока и преобразователях напряжения.

Таблица I. ТАБЛИЦА I. СРАВНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯХ ТОКА И НА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯХ НАПРЯЖЕНИЯ

Характеристика	ЛЭП постоянного тока на преобразователях тока	ЛЭП постоянного тока на преобразователях напряжения
Номинальное напряжение	до ±1100 кВ	до ±500 кВ
Номинальная мощность в биполярной конфигурации	до 12 ГВт	до 3 ГВт
Длина ЛЭП	до 3284 км	до 500 км
Возможности регулирования активной мощности	Непрерывное регулирование с ограничением минимальной мощности	Непрерывное быстрое регулирование без ограничения минимальной мощности
Независимое управление активной и реактивной мощностью	Нет	Да
Потребление реактивной мощности	50-60% от передаваемой мощности	Может потреблять и генерировать реактивную мощность в заданном диапазоне P-Q диаграммы
Регулирование напряжения на стороне переменного тока	Медленное, изменением положения отпаек РПН преобразовательного трансформатора	Быстрое регулирование (<100 мс)
Реверс мощности	Осуществляется изменением полярности напряжения	Осуществляется изменением направления тока
Требования к примыкающей сети переменного тока	$P_{КЗ} > 2 * P_{ном}$ электропередачи	$P_{КЗ} < P_{ном}$ электропередачи

Список литературы

- [1] M. P. Bahrman, B. K. Johnson. The ABCs of HVDC transmission technologies: An overview of high voltage direct current systems and applications // IEEE power and energy magazine. – 2007. Vol. 5, No. 2, pp. 32–44.
- [2] Ложинова Н.Г. Концепция развития электропередач и вставок постоянного тока в ЕЭС России. Краткая техническая информация / Н.Г. Ложинова, Л.Л. Владимирский, О.В. Сулова; ОАО «Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения». – Санкт-Петербург, 2016. – 27 с.
- [3] Поссе А.В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. М.: Энергия, 1973
- [4] S. Du, D. Li, H. Zhou, Y. Huang. Topological and technical characteristics analysis of large-scale renewable energy HVDC transmission // 4th Energy conversion and economics annual forum (ECE forum 2024). – 2024. 8 p.
- [5] P. Bakas, et al. Review of hybrid multilevel converter topologies utilizing thyristors for HVDC applications // IEEE transactions on power electronics. – 2021. Vol. 36, No. 1, pp. 174–190.
- [6] A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen, G. D. Demetriades. Modular multilevel converters for HVDC applications: review on converter cells and functionalities // IEEE transactions on power electronics. – 2013. Vol. 36, No. 1, pp. 174–190.
- [7] Веников В.А. Электрические системы, т. 3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / В.А. Веников, В.В. Худяков, Н.Д. Анисимова; М.: Высшая школа, 1972, 368 с.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ ВАЛАПРОВОДА ВЭУ ДЛЯ ДЕМПФИРОВАНИЯ СВОБОДНЫХ И ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОПРОВОДА

Андреев Г.Б., Шескин Е.Б.
НТЦ ЕЭС
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: andreev-gb@ntcees.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Конструкция и эксплуатация ВЭУ имеет ряд особенностей, обусловленных стохастическим характером первичного источника энергии. Вместе с тем, ветроколесо ВЭУ подвергается непрерывному воздействию переменного ветрового давления, вызванного резкими порывами ветра и его турбулентностью. Из-за этого образуются скручивающие моменты, которые увеличивают усталостные нагрузки на компоненты валопровода ВЭУ.

Материалы и методы: Разработка динамической модели турбулентного ветра, позволяющая отобразить вынужденные колебания валопровода. Концепция управления ВЭУ с переменной скоростью вращения, обеспечивающая снижение амплитуды колебаний скручивающих моментов.

Результаты: Математическое описание свободных и вынужденных колебаний. Математическое описание линеаризованной модели вала. Разработан метод регулирования по скорости вращения валопровода, воздействующий напрямую на момент инерции ротора генератора. Приведены результаты моделирования в программном комплексе *MATLAB/Simulink*.

Выводы: Разработана упрощенная линеаризованная модель валопровода для апробации возможности управления инерцией ротора генератора за счет регулирования по скорости его вращения. Предложенный алгоритм регулирования способствует лучшему демпфированию механических колебаний валопровода ВЭУ.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, СГПМ, крутильные колебания, демпфер, свободные колебания, виртуальная инерция.

REGULATION OF THE SPEED OF ROTATION OF THE WIND TURBINE SHAFT LINE TO DAMPEN FREE AND FORCED VIBRATIONS OF THE SHAFT LINE

Grigoriy Andreev, Evgeniy Sheskin
STC UPS
Saint Petersburg, Russia
e-mail: andreev-gb@ntcees.ru

Abstract

Background: The design and operation of wind turbines has a number of features due to the stochastic nature of the primary energy source. At the same time, the wind turbine is continuously exposed to variable wind pressure caused by sudden gusts of wind and its turbulence. Because of this, torsional moments are formed, which increase the fatigue loads on the components of the wind turbine shaft.

Materials and Methods: Development of a dynamic model of turbulent wind, which makes it possible to display forced fluctuations of the pipeline. The concept of controlling wind turbines with variable rotation speed, which reduces the amplitude of vibrations of torsional torques.

Results: Mathematical description of free and forced oscillations. Mathematical description of the linearized shaft model. A method has been developed for regulating the speed of rotation of the shaft line, acting directly on the moment of inertia of the generator rotor. The simulation results in the *MATLAB/Simulink* software package are presented.

Conclusions: A simplified linearized model of the shaft pipeline has been developed to test the possibility of controlling the inertia of the generator rotor by adjusting its rotation speed. The proposed control algorithm contributes to better damping of mechanical vibrations of the wind turbine shaft.

Key words: renewable energy sources, SGPM, torsional oscillations, damper, free oscillations, virtual inertia.

1. ВВЕДЕНИЕ

Конструкция и эксплуатация ветроэнергетических установок (ВЭУ) имеет ряд особенностей, связанных с переменным характером первичного источника энергии. Резкие порывы ветра и его турбулентность плохо поддаются прогнозированию, в связи с чем система автоматического регулирования и другие компоненты ВЭУ должны противостоять им в автономном режиме.

Наличие механических вибраций существенно ухудшает условия эксплуатации ВЭУ и снижает срок их службы. Традиционные решения при этом не обладают достаточной робастностью и требуют знания точных значений механических параметров ВЭУ.

В данной работе обосновывается и опробуется с использованием разработанной математической модели ВЭУ IV типа [1,2] универсальный метод демпфирования колебаний валопровода ВЭУ путем регулирования электромагнитного момента генератора.

II. СВОБОДНЫЕ И ВЫНУЖДЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ ВАЛОПРОВОДА ВЭУ

Механические вибрации, или колебания, валопровода ВЭУ бывают двух видов: свободные и вынужденные. Свободные колебания образуются в результате кратковременного динамического возмущения, например, при резком порыве ветра. Вынужденные колебания развиваются в результате периодического турбулентного изменения скорости ветра.

При моделировании свободных колебаний принимается, что скорость ветра изменяется скачком от первоначального значения до нового установившегося. В таком случае в валопроводе возникают колебания на собственной частоте, которую можно определить с помощью выражения (1):

$$f_n = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{K \cdot \left(\frac{1}{J_{тур}} + \frac{1}{J_{ген}} \right)}. \quad (1)$$

где K - коэффициент жесткости вала, Н·м/рад;
 $J_{тур}, J_{ген}$ - моменты инерции турбины и ротора генератора, приведенные к одной скорости вращения, кг·м²;

В условиях рассматриваемого примера собственная частота колебаний составит $f = 0,44$ Гц или $\omega_n = 2,763$ рад/с.

Для примера рассматривается скачкообразное изменение скорости ветра от 8 до 12 м/с, что приводит к колебаниям механического момента. Стоит отметить, что регулятор поворота лопастей ветротурбины выведен из работы для исключения его влияния на итоговый результат. На рис. 1 представлены осциллограмма скорости вращения генератора в о.е. (рис. 1, а) и спектральная плотность данного сигнала (рис. 1, б). На рис. 1 все величины приведены в о.е.

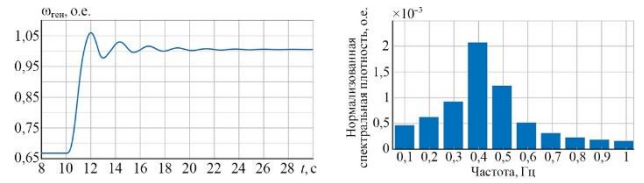


Рис. 1. Изменение скорости вращения ротора генератора при ступенчатом изменении механического момента на валу ветротурбины: а – временная диаграмма скорости вращения ротора, о.е.; б – спектральная плотность скорости вращения

Как следует из рисунка 1, б, спектр частот имеет максимум на частоте в диапазоне 0,4 – 0,5 Гц, что соответствует значению, рассчитанному с использованием (1).

Так как вынужденные колебания валопровода ВЭУ определяются турбулентными потоками ветра, необходимо разработать динамическую модель ветра согласно методике [3], применяемой при проектировании ВЭУ. Приведенная в [3] методика позволяет получить распределение скоростей ветра в продольном направлении с учетом типовой эмпирической модели спектральной плотности Каймала. Модель ветра представлена выражением (2):

$$V(t) = \bar{V} + v(t), \quad (2)$$

где \bar{V} - это усредненная на рассматриваемом интервале величина скорости ветра, м/с;

$v(t) = \sum_{i=0}^n v_i(t) = \sum_{i=0}^n A_i \cdot \cos(\omega_i t + \phi_i)$ - сумма гармонических составляющих спектра до частоты n включительно, м/с, которая определяется с использованием выражения (3):

$$\left. \begin{aligned} A_i &= \sqrt{D_i} = \sqrt{S(f_i) \cdot \Delta f}, \\ \sigma &= I_{ref} (0,75 \cdot \bar{V} + b), \\ S(f_i) &= \frac{4 \cdot L / \bar{V}}{(1 + 6 \cdot f \cdot L / \bar{V})^{5/3}}, \\ L &= 8,1 \cdot \begin{cases} 0,7Z & Z \leq 60m \\ 42 & Z > 60m \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где D_i - дисперсия скорости ветра, (м/с)²;

σ - величина среднеквадратичного отклонения скорости ветра от среднего значения, м/с;

I_{ref} - расчетная интенсивность турбулентности воздушного потока на высоте оси ветроколеса согласно [3];

b - постоянная, равная 5,6, м/с;

$S(f_i)$ - плотность вероятности появления составляющей скорости ветра с амплитудой A_i и частотой f_i ;

L - интегральный масштабный параметр продольной составляющей вектора скорости ветра, м, зависящий от высоты расположения ступицы ветроколеса Z , м.

На рис. 2 представлена осциллограмма скорости ветра и скорости вращения ротора генератора при воздействии на ветроколесо турбулентного потока ветра со средней скоростью вращения 12 м/с, динамическая модель которого представлена уравнениями (3).

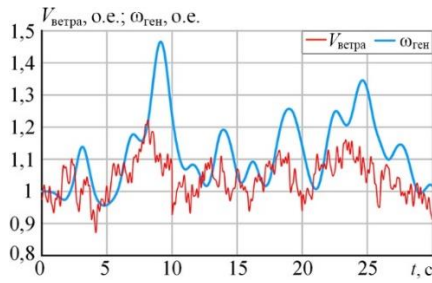


Рис. 2. Изменение скорости вращения ротора генератора под действием турбулентного ветра

Из анализа осциллограммы можно сделать вывод, что колебания скорости ветра более высоких частот сглаживаются за счет инерции ветроколеса и ротора генератора, в то время как низкочастотные колебания скорости ветра инициируют низкочастотные колебания скорости вращения ротора генератора. Спектральный анализ кривой частоты вращения ротора генератора показывает, что спектр частот имеет максимум на частоте 0,2 Гц со смещением в сторону 0,1 Гц.

Следовательно, спектр механических колебаний валопровода ВЭУ имеет максимум на частоте 0,4 – 0,5 Гц (собственная частота) и 0,1 – 0,2 Гц (вынужденная частота).

III. КОНЦЕПЦИЯ ДЕМПФЕРА КОЛЕБАНИЙ ВАЛОПРОВОДА ВЭУ

Для разработки демпфера низкочастотных колебаний валопровода ВЭУ необходимо линеаризовать уравнения двухмассовой модели вала (4):

$$\left. \begin{aligned} J_{\text{тур}} \cdot \frac{d\omega_{\text{тур}}}{dt} &= M_{\text{мех}} - K \left(\theta_{\text{тур}} - \frac{\theta_{\text{ген}}}{N} \right) - \\ &\quad - D \cdot \frac{d}{dt} \left(\theta_{\text{тур}} - \frac{\theta_{\text{ген}}}{N} \right), \\ J_{\text{ген}} \cdot \frac{d\omega_{\text{ген}}}{dt} &= -NM_{\text{эл}} - K \left(\frac{\theta_{\text{ген}}}{N} - \theta_{\text{тур}} \right) - \\ &\quad - D \cdot \frac{d}{dt} \left(\frac{\theta_{\text{ген}}}{N} - \theta_{\text{тур}} \right), \\ \omega_{\text{тур}} &= \frac{d\theta_{\text{тур}}}{dt}; \omega_{\text{ген}} = \frac{d\theta_{\text{ген}}}{dt}, \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где $M_{\text{мех}}, M_{\text{эл}}$ - механический и электромагнитный моменты генератора, Н·м;

$\omega_{\text{тур}}, \omega_{\text{ген}}$ - угловая скорость вращения турбины и ротора генератора, рад/с;

$\theta_{\text{тур}}, \theta_{\text{ген}}$ - угол турбины и ротора генератора, рад;

D - коэффициент трения вала, Н·м·с/рад;

N - передаточное число трансмиссии.

Линеаризация уравнений модели вала (4) позволяет получить следующее выражение в малых отклонениях параметров модели от исходных значений установившегося режима (5):

$$p^2 \Delta\theta + p \cdot \frac{D}{J_{\text{ген}}} \cdot \Delta\theta + \frac{K}{J_{\text{ген}}} \cdot \Delta\theta = \frac{1}{J_{\text{тур}}} \cdot \Delta M_{\text{мех}} + \frac{1}{J_{\text{ген}}} \cdot \Delta M_{\text{эм}}^{(5)},$$

где $\Delta\theta$ - малое отклонение угла ротора генератора, или, при принятых допущениях, отклонение разности углов ротора генератора и турбины, характеризующее скрученность вала.

Выражение (5) позволяет выполнить анализ влияющих факторов и способов воздействия на демпферные свойства валопровода.

Например, регулятор точки извлечения наибольшей мощности (*MPPT* – *Maximum Power Point Tracker*), который реализует концепцию регулирования электромагнитного момента по скорости вращения в соответствии с выражением (6):

$$M_{\text{MPPT}} = K_{\text{ОПТ}} \cdot \omega_{\text{ген}}^2 \quad (6)$$

$$\Rightarrow M_{\text{MPPT}} = 2 \cdot K_{\text{ОПТ}} \cdot \omega_{\text{ген}0} \cdot \Delta\omega_{\text{ген}} = K_{\text{MPPT}} \cdot p \cdot \Delta\omega_{\text{ген}}$$

существенно увеличивает эквивалентный демпферный коэффициент D валопровода ВЭУ. То есть, регулирование в соответствии со стратегией *MPPT* оказывает положительный эффект на демпферные свойства валопровода ВЭУ. Однако, регулятор *MPPT* блокируется при превышении скоростью ветра своего номинального значения, что обуславливает необходимость создания альтернативной структуры регулирования, которая не мешала бы работе *MPPT*, но способствовала демпфированию колебаний.

Таким образом, главная цель заключается в том, чтобы управлять величиной $\Delta M_{\text{эм}}$, создавая дополнительный момент $M_{\text{рег}}$, действующий на снижение амплитуды колебаний.

Пусть $M_{\text{рег}} = K_M \cdot \frac{d\omega_{\text{ген}}}{dt} = K_M \cdot p \cdot \Delta\omega_{\text{ген}}$, с учетом

значительной инерции ротора турбины по сравнению с инерцией ротора генератора допустимо принять $\Delta\omega_{\text{тур}} = 0$ и $p\Delta\theta = -\Delta\omega_{\text{ген}}$, откуда $M_{\text{рег}} = -K_M \cdot p^2 \cdot \Delta\theta$. В связи с этим, линеаризованную модель вала можно представить следующим выражением (6):

$$\left. \begin{aligned} p^2 \Delta\theta + p \cdot \frac{D}{J_{\text{ген}}} \cdot \Delta\theta + \frac{K}{J_{\text{ген}}} \cdot \Delta\theta &= \frac{1}{J_{\text{тур}}} \cdot \Delta M_{\text{мех}} + \\ &\quad + \frac{1}{J_{\text{ген}}} (\Delta M_{\text{эм}} + M_{\text{рег}}), \\ p^2 \Delta\theta + p \cdot \frac{D}{J_{\text{ген}} + K_M} \cdot \Delta\theta + \frac{K}{J_{\text{ген}} + K_M} \cdot \Delta\theta &= \\ &= \frac{1}{J_{\text{тур}} \cdot \left(1 + \frac{K_M}{J_{\text{ген}}} \right)} \cdot \Delta M_{\text{мех}} + \frac{1}{J_{\text{ген}} + K_M} \cdot \Delta M_{\text{эм}} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Из выражения (6) следует, что регулирование по скорости вращения позволяет напрямую воздействовать на момент инерции ротора генератора, что оказывает непосредственное влияние на собственную частоту колебаний, а также на момент инерции турбины, позволяя обеспечить демпфирование колебаний, вызванных турбулентностью ветра.

На рис. 3 и рис. 5 приведены расчетные осциллограммы скорости вращения генератора при возмущении, вызванном скачкообразным изменением скорости ветра, как было показано на рис. 1, а также турбулентным ветровым воздействием, как было показано на рис. 2 с учетом и без учета регулирования по скорости вращения. А также на рис. 4 и рис. 6 представлены результаты спектрального анализа частот колебаний.

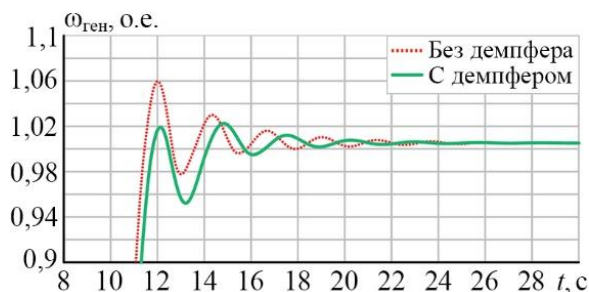


Рис. 3. Эффект демпфирования свободных колебаний валопровода ВЭУ при регулировании электромагнитного момента генератора по производной скорости вращения ротора

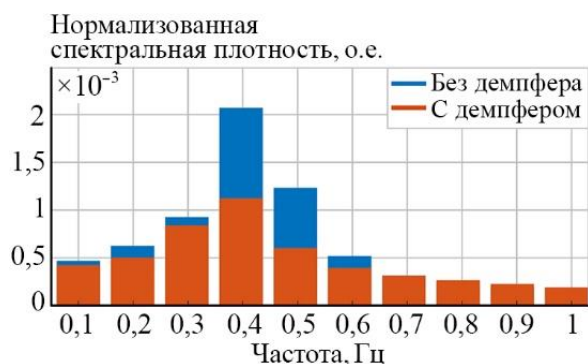


Рис. 4. Спектр частот колебаний при вынужденных колебаниях скорости вращения ротора генератора при свободных колебаниях валопровода

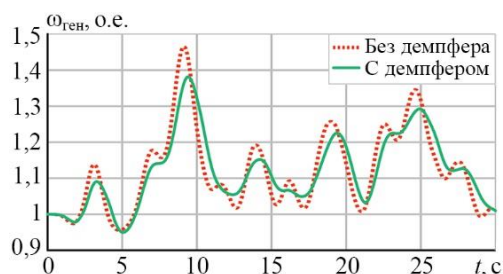


Рис. 5. Эффект демпфирования вынужденных колебаний валопровода ВЭУ при регулировании электромагнитного момента генератора по производной скорости вращения ротора

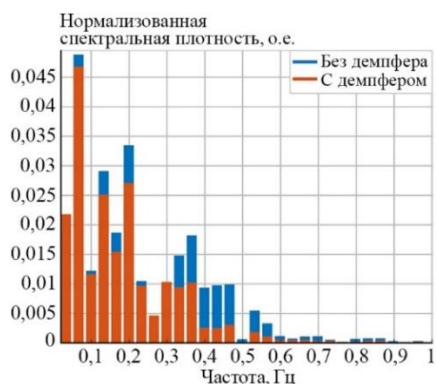


Рис. 6. Спектр частот колебаний при вынужденных колебаниях скорости вращения ротора генератора при вынужденных колебаниях валопровода

Из рис. 3 - 6 следует, что изменение инерции ротора генератора и ветротурбины снижает амплитуды гармонических составляющих практически на всех частотах спектра, включая собственные частоты

(наиболее существенно) и частоты вынужденных колебаний (в меньшей степени).

Приведенная концепция регулирования во многом перекликается с реализацией принципа «искусственной инерции» инверторных систем при небалансах мощности во внешней сети.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определены возможные причины возникновения свободных и вынужденных колебаний валопровода ВЭУ. Для исследования вынужденных колебаний валопровода ВЭУ была разработана модель турбулентного потока ветра.

Разработана линеаризованная модель валопровода ВЭУ на основе уравнений двухмассовой модели вала и показано, что регулятор *MPPT* генератора при скоростях ветра меньше номинальной, способствует демпфированию механических колебаний валопровода ВЭУ.

Для обеспечения демпфирования механических колебаний во всем диапазоне рабочих скоростей ветра предложен и аналитически обоснован алгоритм управления виртуальной инерцией СГПМ. Принцип регулирования заключается в создании управляющего воздействия по производной скорости вращения валопровода ВЭУ. Такой способ позволяет воздействовать на величину эквивалентного момента инерции ротора генератора и ветротурбины, что во многом перекликается с реализацией принципа «искусственной инерции», используемого в системах регулирования сетевых инверторов.

Результаты опробования предложенного алгоритма управления с использованием модели в *MATLAB/Simulink* показали, что его реализация позволяет снизить амплитуду как свободных, так и вынужденных колебаний валопровода ВЭУ.

Необходимо отметить, что данный алгоритм регулирования снижает эквивалентную жесткость системы K . Однако, при соответствующем выборе коэффициента усиления K_M , можно достигнуть положительного результата. В данной статье вопрос выбора настроек регулятора не рассматривается, и является направлением дальнейших исследований.

Список литературы

- [1] Разработка универсальной математической модели ВЭУ на основе СГПМ для расчета электромеханических переходных процессов / Андреев Г. Б., Шескин Е. Б. // В сборнике: Электроэнергетика глазами молодежи – 2024. Материалы XIV Международной научно-технической конференции. В 2-х томах. Ставрополь. – 2024 – стр. 51–54.
- [2] Регулирование виртуального момента инерции ВЭУ с переменной скоростью вращения для демпфирования свободных и вынужденных колебаний валопровода / Андреев Г. Б., Шескин Е. Б. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2024. – №2(91) – стр. 83–97.
- [3] ГОСТ Р 54418.1-2023 (МЭК 61400-1:2019). Национальный стандарт Российской Федерации. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования : дата введения 2024-02-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2024.

РАЗРАБОТКА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИБРИДНОГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Большаков Д.А., Зырянов В.М.
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
e-mail: den.bolsshakov.11@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Появление в составе современных энергосистем принципиально нового элемента – быстродействующих систем накопления энергии (СНЭ) – поставило задачу их моделирования. Задачи математического моделирования в настоящее время решены. Однако актуальным остаётся физическое моделирование СНЭ в составе энергосистемы. Если в России математические модели уже активно используются в научных исследованиях и инженерных расчётах, то физические модели, позволяющие проводить апробацию разрабатываемых законов и алгоритмов управления СНЭ в условиях «живой» энергосистемы, в настоящее время нет. Наиболее естественный способ решить вопрос с физическим моделированием – включить полноценную маломасштабную СНЭ в состав электродинамической модели энергосистемы (ЭДМ), выполняющей роль испытательного стенда.

Материалы и методы: Использовалась методика физического моделирования.

Результаты: Определена структурная схема физической модели гибридного накопителя энергии в составе ЭДМ НГТУ, сформулированы актуальные задачи, для решения которых наиболее успешно может быть использована физическая модель СНЭ, рассчитаны параметры ключевых компонентов и составлен их перечень.

Выводы: Внедрение в современные энергосистемы принципиально нового элемента – быстродействующего СНЭ – требует разработки и применения адекватных инструментов, позволяющих проводить исследования методов и алгоритмов управления режимами и переходными процессами энергосистемы. Один из таких эффективных инструментов – физическая модель СНЭ с гибридным аккумулирующим элементом в составе электродинамической модели НГТУ, которая станет новым эффективным инструментом исследования современных энергосистем с накопителем энергии, и которая в тоже время будет испытательным стендом для разработок по тематике СНЭ.

Ключевые слова: гибридная система накопления энергии, электродинамическая модель энергосистемы, физическая модель накопителя энергии, испытательный стенд, апробация законов и алгоритмов управления.

DEVELOPMENT OF A PHYSICAL MODEL OF A HYBRID ENERGY STORAGE DEVICE AS PART OF AN ELECTRODYNAMIC MODEL OF AN ENERGY SYSTEM

Denis Bolshakov, Vyacheslav Zyryanov
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
e-mail: den.bolsshakov.11@mail.ru

Abstract

Background: The appearance of a fundamentally new element in modern power systems – high-speed energy storage systems (ESS) - has set the task of modeling them. The problems of mathematical modeling have now been solved. However, the physical modeling of ESS in the power system remains relevant. While mathematical models are already actively used in scientific research and engineering calculations in Russia, there are currently no physical models that allow testing of the developed laws and control algorithms of the ESS in a "living" energy system. The most natural way to solve the issue of physical modeling is to include a full-fledged small-scale ESS in the electrodynamic model of the power system (EDM), which acts as a test bench.

Materials and methods: The technique of physical modeling was used.

Results: The structural scheme of the physical model of the hybrid energy storage device as part of the NSTU EDM is defined, the actual tasks for which the physical model of the ESS can be most successfully used are formulated, the parameters of the key components are calculated and their list is compiled.

Conclusions: The introduction of a fundamentally new element into modern power systems – high-speed ESS - requires the development and application of adequate tools to conduct research on methods and algorithms for controlling modes and transients of the power system. One of such effective tools is the physical model of the ESS with a hybrid storage element as part of the NSTU electrodynamic model, which will become a new effective research tool for modern energy storage systems, and which at the same time will be a test bench for developments on the subject of ESS.

Key words: hybrid energy storage system, electrodynamic model of the energy system, physical model of the energy storage, test bench, approbation of laws and control algorithms.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные быстродействующие системы накопления энергии (СНЭ) представляют собой многофункциональные энергетические устройства, способные извлекать электроэнергию из энергосистемы, хранить её в какой-либо форме и возвращать в электрическую сеть, обеспечивая управляемый по заданным алгоритмам и законам энергообмен в темпе переходных процессов. Выбор алгоритма управления определяется функциями, выполняемыми СНЭ, перечень которых в настоящее время включает несколько десятков актуальных задач, критически важных для стабильной и эффективной работы энергосистемы.

К быстродействующим СНЭ обычно принято относить те из них, которые связаны с энергосистемой через полупроводниковые преобразователи электроэнергии, обеспечивающие время отклика не более 5 мс [1, 2, 3]. Такое быстродействие даёт им существенное преимущество перед большинством традиционных средств управления мощностью, инерционность которых значительно ограничивает их эффективность при необходимости экстренно изменить мощность энергообмена, прежде всего, в аварийных ситуациях.

Один из наиболее перспективных типов быстродействующих СНЭ – гибридный накопитель энергии, сочетающий преимущества литий-ионных аккумуляторных батарей (ЛИАБ) и суперконденсаторов (СК). ЛИАБ обладает высокой удельной энергоёмкостью, но имеет ограниченное число полных рабочих циклов заряд/разряд, в то время как СК при относительно низкой удельной энергоёмкости способен отрабатывать на порядок большее число рабочих циклов. Это позволяет оптимизировать работу СНЭ в целом и по сроку службы, и по стоимости, возлагая на ЛИАБ отработку низкочастотной составляющей энергообмена, а на СК – более высокочастотной.

II. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НГТУ

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) располагает уникальным инструментом – электродинамической моделью энергосистемы (ЭДМ). Данный комплекс служит испытательным центром для тестирования, отладки и испытаний новейших технических решений: от опытных образцов оборудования и микропроцессорных устройств автоматики до инновационных алгоритмов управления.

Таким образом, ЭДМ обеспечивает полный цикл верификации новых разработок – от концепции до готовности к внедрению. Структурная схема ЭДМ представлена на рис. 1 [4].



Рис. 1. Структурная схема ЭДМ НГТУ

В состав ЭДМ входит две основные категории: специализированное модельное оборудование, предназначенное для целей физического моделирования, и серийное оборудование общепромышленного назначения:

1. Модельные синхронные машины типа МТ-5-1500 – 2 шт. (мощность 5 кВт), МК-3-1500 – 2 шт. (мощность 3 кВт).
2. Группы модельных однофазных стержневых трансформаторов МТО-1,7 номинальной мощностью 1,7 кВА в количестве 12 шт.
3. Трёхфазные модели воздушных линий электропередачи (ВЛ), собранные по П-образной схеме на общем магнитопроводе для всех 3-х фаз. Номинальное напряжение модели ВЛ – 420 В, общая длина ВЛ, которую можно моделировать на ЭДМ – 3000 км.
4. Модели нагрузки: статическая (активная – 3 кВт, осветительная – 1,5 кВт) и двигательная (асинхронная – 2,37 кВт и синхронная – 5 кВт).
5. Модели выключателей: автоматы АП-5 и магнитные пускатели ПАЕ-312.
6. Щит набора схемы (наборное поле), на котором выведены зажимы каждого силового элемента ЭДМ

и на котором с помощью соединительных проводов собирается испытательная схема энергосистемы.

7. Шины бесконечной мощности (ШБМ), номинальное напряжение ШБМ – 380 В.

Включение в состав ЭДМ физической модели СНЭ способно существенно расширить её функциональные возможности, позволяя решать многие актуальные задачи современных электроэнергетических систем, обусловленные появлением в их составе быстродействующих накопителей энергии. Причём при физическом моделировании быстродействующих СНЭ из-за малого времени отклика соблюдение критериев подобия практически не требуется.

В качестве физической модели следует использовать малогабаритную СНЭ с параметрами, согласованными с параметрами основного оборудования ЭДМ и оснащённую всеми типовыми подсистемами промышленной СНЭ.

III. НАЗНАЧЕНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СНЭ В СОСТАВЕ ЭДМ

Физическая модель СНЭ в составе ЭДМ необходима для следующих целей:

- пополнение состава традиционной ЭДМ моделью нового элемента энергосистемы;
- выполнение на ЭДМ экспериментальных работ по исследованию режимов, переходных процессов в энергосистемах, содержащих в своём составе СНЭ;
- испытания, отладка и апробация законов и алгоритмов управления СНЭ для выполнения требуемых функций;
- проведение аспирантами и магистрантами научно-исследовательских работ, связанных с применением СНЭ для управления нормальными и переходными режимами энергосистем;
- проведение презентаций технических решений актуальных практических задач с демонстрацией эффективности СНЭ для потенциальных заказчиков.

Наиболее актуальными задачами применения СНЭ в энергосистемах, которые могут быть решены и доведены до уровня технологий на физической модели СНЭ в составе ЭДМ в настоящее время являются:

- стабилизация частоты и напряжения в автономной энергосистеме с резкопеременной нагрузкой промышленных предприятий;
- сглаживание резкопеременной нагрузки для автономных электростанций (прежде всего с газопоршневыми и газотурбинными агрегатами);
- управление динамическими переходами для повышения динамической устойчивости энергосистем;
- оптимизация профиля нагрузки автономной электростанции;
- управление СНЭ для целей противоаварийной автоматики энергосистем.

IV. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИБРИДНОЙ СНЭ НА БАЗЕ ЛИАБ И СК

Для физической модели СНЭ предлагается гибридный аккумулирующий элемент в составе ЛИАБ и СК. Данный подход позволяет получить устройство с минимально необходимой энергоёмкостью и в то же время способностью реагировать на быстропротекающие динамические процессы в энергосистеме. Это более эффективно и менее затратно по сравнению с однокомпонентным аккумулирующим элементом.

Технические характеристики ЛИАБ и СК, представлены в таблице 1.

Таблица II. СРАВНЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИАБ И СК

Характеристика	Тип накопителя	
	ЛИАБ	СК
Удельная энергоёмкость, Вт·ч/кг	200	15
Удельная мощность, Вт/кг	150-2000	500-10 000
Саморазряд в день, %	0,1	20-30
Количество циклов	200-3000	1 000 000

Параметры модели гибридной СНЭ обусловлены составом и мощностью основного силового оборудования ЭДМ НГТУ, а также задачами, которые эта модель должна решать. Учитывая это, мощность СНЭ выбрана равной 3 кВт.

Гибридный аккумулирующий элемент физической модели СНЭ включает в себя две батареи: аккумуляторную и суперконденсаторную.

Конфигурация аккумуляторной батареи состоит из 40 литий-железо-фосфатных (LFP) аккумуляторных ячеек, соединённых в 4 параллельных модуля, каждый из которых содержит 10 ячеек, соединённых последовательно.

Суперконденсаторная батарея состоит из 6 параллельно соединённых модулей. Такая модульная конструкция позволяет легко моделировать разную энергоёмкость модели СНЭ, добавляя или убирая параллельные модули.

На рис. 2 представлена структурная схема модели СНЭ, в которой устройство связи с энергосистемой содержит только один двунаправленный преобразователь. К нему напрямую подключаются ЛИАБ, а через дополнительный промежуточный DC/DC преобразователь – батарея СК. DC/DC преобразователь обеспечивает согласование напряжения СК, изменяющегося в процессе работы в широком диапазоне, с напряжением ЛИАБ, которое на всём рабочем диапазоне изменяется незначительно. AC/DC преобразователь осуществляет управление мощностью энергообмена с энергосистемой.

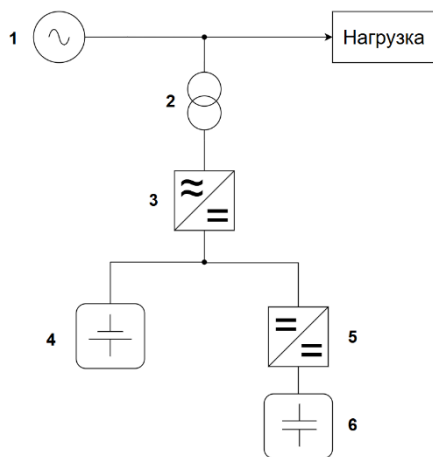


Рис. 2. Структурная схема модели СНЭ: 1 – источник переменного тока (внешняя сеть); 2 – согласующий трансформатор; 3 – двунаправленный преобразователь AC/DC; 4 – ЛИАБ; 5 – регулятор постоянного напряжения (DC/DC преобразователь); 6 – батарея СК.

В состав физической модели гибридной СНЭ входят как готовые промышленные блоки, так и специализированное оборудование, требующее совместной разработки со специалистами в соответствующей области:

1. Согласующий трансформатор, изготовленный по специальному заказу, с номинальной мощностью 3 кВА, обеспечивает преобразование напряжения с 16 В до 220 В (коэффициент трансформации равен 14).
2. Двунаправленный преобразователь AC/DC с номинальной мощностью 3 кВт, преобразующий 32 В постоянного напряжения (от ЛИАБ и СК) в 16 В трёхфазного переменного напряжения, является специфическим устройством, не имеющим готовых аналогов на рынке и требующий индивидуального изготовления.
3. Комплект аккумуляторных ячеек на основе LFP аккумуляторов, производства ООО «НППЦ «Энергоавтоматика» (Россия). Каждая ячейка имеет номинальное напряжение 3,2 В и ёмкость 32 А·ч. Суммарная мощность и общая энергоёмкость батареи составляют 4,1 кВт и 4,1 кВт·ч соответственно, что достаточно для решения всех задач, поставленных перед разрабатываемой моделью СНЭ в составе ЭДМ.
4. Суперконденсаторная батарея, состоящая из 6 параллельно соединённых модулей МСК-2,5-27 (для моделирования разной энергоёмкости) производства «Феникс» (Россия), каждая из которых имеет номинальную ёмкость 2,5 Ф, номинальное напряжение 27 В и энергоёмкость 0,25 Вт·ч. Суперконденсаторная батарея обеспечивает суммарную мощность 3,4 кВт и обладает общей энергоёмкостью 1,5 Вт·ч.
5. Регулятор постоянного напряжения DC/DC, преобразующий постоянное напряжение на входе 27 В (от СК) в 32 В на выходе и обеспечивающий при этом выходную мощность до 3 кВт, не имеет готового аналога на рынке и требует индивидуального изготовления.

6. Система управления СНЭ «верхнего» и «нижнего» уровня. Разработка системы является самостоятельной задачей, которая должна решаться в рамках совместной работы с профильными специалистами (например, ООО «РиМтехэнерго»).
7. Модель СНЭ предлагается разместить в типовом 19-дюймовом распределительном шкафу с размерами 600×800×2000 мм.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Появление в составе современных энергосистем принципиально нового устройства – СНЭ – требует разработки соответствующих инструментов для его исследования как элемента энергосистемы. Один из предлагаемых эффективных инструментов – физическая модель СНЭ в составе электродинамической модели энергосистемы НГТУ с гибридным аккумулирующим элементом – ЛИАБ и СК.

Важно подчеркнуть, что физическое моделирование обладает неоспоримым преимуществом перед математическим – возможностью воспроизводить процессы, ещё не описанные наукой. И учитывая тот факт, что СНЭ – новый элемент энергосистемы, это преимущество становится критически важным.

Предложена структурная схема модели СНЭ с преобразователями AC/DC и DC/DC, в которой преобразователь DC/DC обеспечивает согласование напряжения на ЛИАБ и СК, а преобразователь AC/DC – мощность энергообмена. Система управления СНЭ «верхнего» уровня определяет долю участия в энергообмене каждого из аккумулирующих элементов (ЛИАБ и СК) и передает команду системе управления «нижнего» уровня для реализации на преобразователях AC/DC и DC/DC.

Сформулированы актуальные задачи, для решения которых наиболее успешно может быть использована физическая модель СНЭ в составе ЭДМ.

Для разработки физической модели гибридного накопителя энергии рассчитаны параметры ключевых компонентов и составлен их перечень.

Список литературы

- [1] Разработка математической модели и методики выбора параметров накопителя энергии как элемента энергосистемы: диссертация ... кандидата технических наук: 05.14.02 / Пранкевич Глеб Александрович; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»]. - Новосибирск, 2021. - 159 с.
- [2] Разработка способов и алгоритмов управления накопителем энергии для стабилизации частоты в автономных энергосистемах: диссертация ... кандидата технических наук: 02.04.03 / Нестеренко Глеб Борисович; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»]. - Новосибирск, 2023. - 175 с.
- [3] Load leveling for a diesel generator using an energy storage and instantaneous power theory / M. A. Dybko, S. V. Kuchak, P. A. Bachurin, S. V. Brovanov, S. A. Kharitonov // The 19 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2018 : proc., Erlagol, Altai, 29 June – 3 July 2018. – IEEE Computer Society, 2018. – P. 567-573. - ISBN 978-153865021-9. - DOI: 10.1109/EDM.2018.8434936.
- [4] Паспорт. Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем; Новосибирск, НГТУ, 2011.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СТОХАСТИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА ГЕНЕРАЦИИ ВЭС НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЕЧЕНИЯ

Горбунов Д.С.^{1,2}

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, ²ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова»

Ростов¹, ²Новочеркасск, Россия

e-mail: yung.l8g@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В последние годы растет доля ВИЭ в энергосистемах, что требует учета случайных колебаний мощности при планировании режимов для обеспечения надежности энергосистем

Материалы и методы: Для расчетов параметров электроэнергетических режимов использован ПК «RastrWin3», построение графиков выполнено в MS Excel

Результаты: С помощью ПК «RastrWin3» рассчитана пропускная способность КС 1 без и с учетом генерации ВЭС №1 и №2

Выводы: Стохастическая генерация ВЭС существенно влияет на пропускную способность сечений, игнорирование чего приводит к рискам нарушений режима.

Ключевые слова: ветроэлектростанция, контролируемое сечение.

DETERMINING THE INFLUENCE OF THE STOCHASTIC NATURE OF WES GENERATION ON THE CONTROLLED SECTION'S CAPACITY

Danila Gorbunov ^{1,2}

¹ Branch of «Russian Power System Operator» Regional Dispatching Management of Power System of the Rostov-on-Don region

² South Russian State Polytechnic University named after M.I. Platov

Rostov¹ Novocherkassk², Russia

e-mail: yung.l8g@yandex.ru

Abstract

Background: In recent years, the share of renewable energy sources (RES) in power systems has been increasing, necessitating the consideration of random power fluctuations in regime planning to ensure the reliability of power systems.

Materials and methods: The "RastrWin3" software package was used for calculating power system parameters, while graphs were constructed in MS Excel.

Results: Using the "RastrWin3" software package, the capacity of controlled section KS 1 was calculated without and with accounting for the generation of wind power plants (WPP) No. 1 and No. 2

Conclusions: The stochastic generation of WPP significantly affects the capacity of sections, ignoring which leads to risks of regime violations

Key words: wind farm, controlled cross-section.

I. ВВЕДЕНИЕ

Рост доли объектов генерации на основе ВИЭ в структуре генерации энергосистемы в особенности обладающих стохастическим характером выработки активной мощности таким как ВЭС и СЭС приводит к необходимости разработки методов их учета при планировании электроэнергетических режимов работы энергосистемы в целом и отдельных энергорайонов в частности. Объем активной мощности, генерируемой ВЭС, может за критически короткий промежуток времени измениться от 0 до номинальных значений (или наоборот).

Например, при прохождении атмосферного фронта генерация крупного ветропарка может упасть на 80-100% в течение часа, что может приводить к значительным изменениям потокораспределения в электрической сети и недопустимым рискам нарушения параметров электроэнергетического режима в особенности в ремонтных схемах.

II. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА С КОНТРОЛИРУЕМОГО СЕЧЕНИЕМ

Рассмотрим необходимость учета генерации ВЭС при планировании электроэнергетического режима на примере

энергорайона с контролируемым сечением пропускная способность которого будет зависеть от генерации двух ВЭС расположенных в данном энергорайоне. Исследуемый энергорайон (рис. 1) имеет контролируемое сечение КС 1 состоящее из двух ЛЭП классом 220 кВ (ВЛ 220 кВ ПС 500 кВ Ш – ПС Д и ВЛ 220 кВ ПС Д – ПС Б), а также двух ЛЭП классом напряжения 110 кВ (ВЛ 110 кВ ПС Б- ПС В и ВЛ 110 кВ ПС Г- ПС А). В рассматриваемом энергорайоне расположены ВЭС №1 и ВЭС №2 каждая из которых имеет установленную мощность 100 МВт. Основная нагрузка энергорайона сосредоточена на подстанциях транзита 110 кВ ПС У – ПС К – ПС П – ПС ПЗ, питание энергорайона осуществляется со стороны ПС 500 кВ ШГ.

В рассматриваемом энергорайоне установлены ветроэлектрические установки (ВЭУ) на базе асинхронизированных синхронных генераторов (машин двойного питания — DFIG), что соответствует 3-му типу конфигурации ветротурбин. Данный тип генерирующего оборудования позволяет осуществлять регулирование активной и реактивной мощности в широком диапазоне, а также поддерживать напряжение в точке подключения, что непосредственно влияет на величину перетоков мощности и допустимую нагрузку в послеаварийных режимах. Расчетная модель сформирована на базе реальных параметров схемы замещения и паспортных данных установленного оборудования, действующего энергорайона.

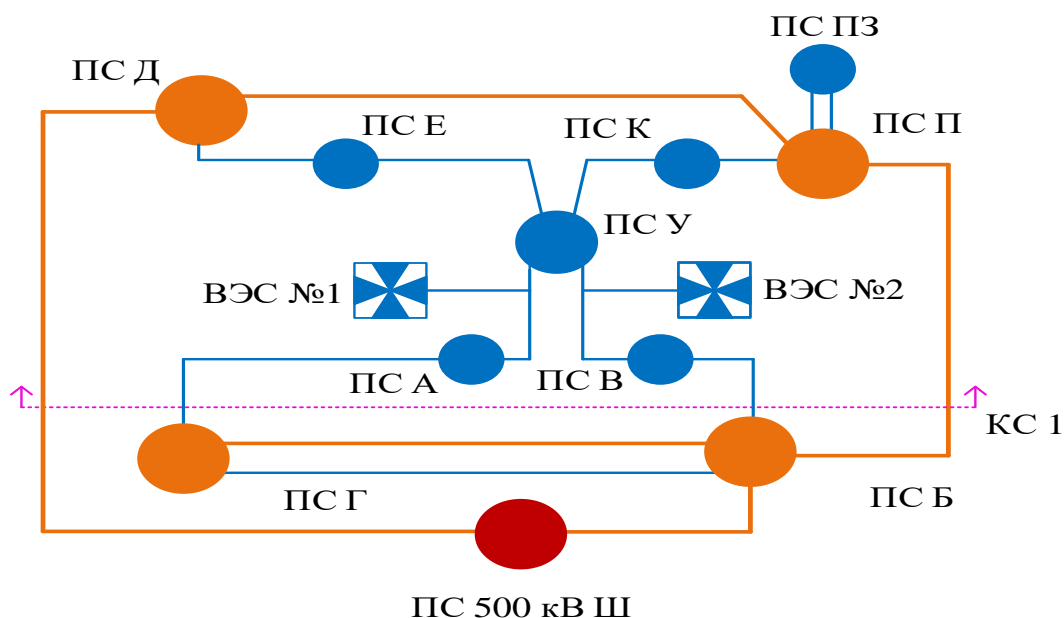


Рис. 1. Схема исследуемой сети с контролируемым сечением

В целях определения влияния ВЭС на пропускную способность контролируемого сечения в первую очередь определим величину МДП в КС 1 без учета генерации ВЭС.

Величина МДП в контролируемом сечении КС 1 определяется в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» по критерию превышения аварийно-допустимой токовой нагрузки в послеаварийном режиме по выражению (1): [1].

$$P_M = P_{\frac{D}{ав}} \left(\frac{I_{\frac{D}{ав}}^{доп}}{I_{\frac{D}{ав}}} \right) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА} \quad (1)$$

Так как противоаварийная автоматика в рассматриваемом энергорайоне отсутствует величина $\Delta P_{ПА} = 0$ и в расчете учитываться не будет. Пропускная способность ВЛ 110 кВ определяющая пропускную способность контролируемого сечения КС 1 приведена в таблице 1.

Таблица 1.

Наименование ЛЭП	Марка провода	Аварийно-допустимая нагрузка		
		+10	+15	+20
ВЛ ПС Г- ПС А	АС-150/24	600	599	567
ВЛ ПС Б- ПС В	АС-150/24	600	599	567
ВЛ ПС В – ПС У	АС-150/24	600	599	567
ВЛ ПС А – ПС У	АС-150/24	600	599	567

Расчеты электроэнергетических режимов выполним в ПК «RastWin3» [2]. Наиболее тяжелым единичным аварийным отключением для КС 1 является отключение ВЛ 220 кВ ПС 500 кВ Ш – ПС Д приводящее к перегрузке выше аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 ПС Г- ПС А.

Полученные значения МДП в КС 1 и данные о графике нагрузки энергорайона за характерные сутки используем для построения графика загрузки КС 1 (рис.2). Как видно из Рис 2 загрузка КС 1 в нормальной схеме не превышает 51%

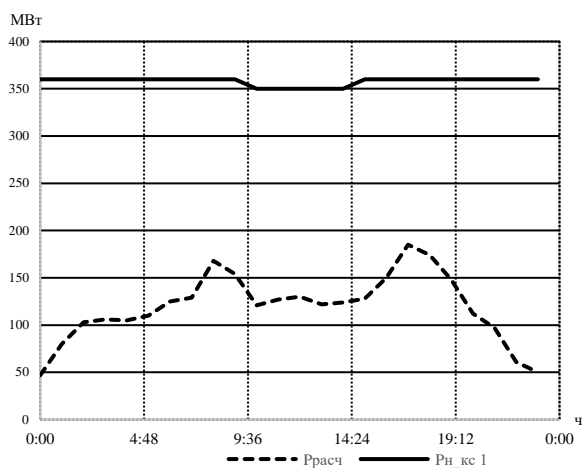


Рис. 2. График загрузки контролируемого сечения

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ВЭС НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЕЧЕНИЯ

Для определения пропускной способности контролируемого сечения КС 1 выполним расчеты МДП, аналогичные проведенным в разделе 2 настоящей статьи, при этом учтем несколько сценариев работы ВЭС №1 и ВЭС №2:

1. Работа только ВЭС №1;
2. Работа только ВЭС №2;
3. Совместная работа обеих станций.

Генерацию ВЭС определим в соответствии с графиком (рис. 3). Указанный график основан на реальных данных мониторинга ветра в энергорайоне и демонстрирует стохастические колебания: от 0 МВт в штиль до 100 МВт на пике для каждой ВЭС.

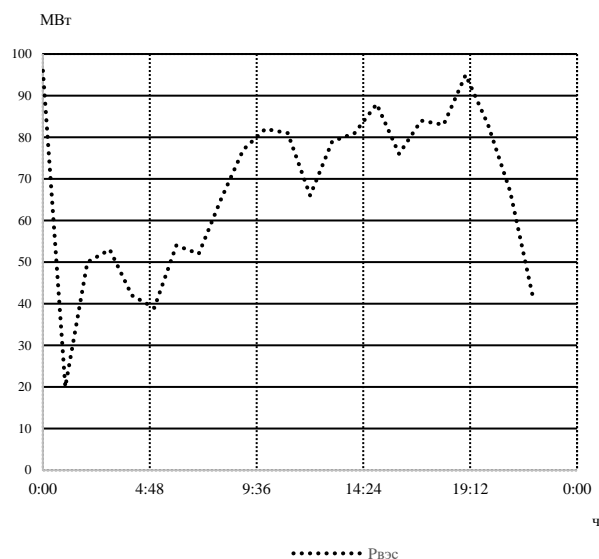


Рис. 3. График генерации ВЭС №1 и ВЭС №2 для характерного дня

Результаты расчетов величин МДП в КС 1 с учетом работы ВЭС №1 или ВЭС №2, а также при совместной работе ВЭС №1 и ВЭС №2 приведены на рис. 4-6. Анализ показывает, что генерация ВЭС №1 (рис. 4) преимущественно снижает перетоки по линиям 110 кВ (ПС Г – ПС А и ПС Б – ПС В), повышая МДП на 15-25%

в периоды генерации выше 50 МВт, за счет локального покрытия нагрузки и улучшения распределения мощности. Для ВЭС №2 (рис. 5) эффект слабее (рост МДП на 8-15%), поскольку она ближе к ПС У, где сосредоточена основная нагрузка, и меньше влияет на транзит.

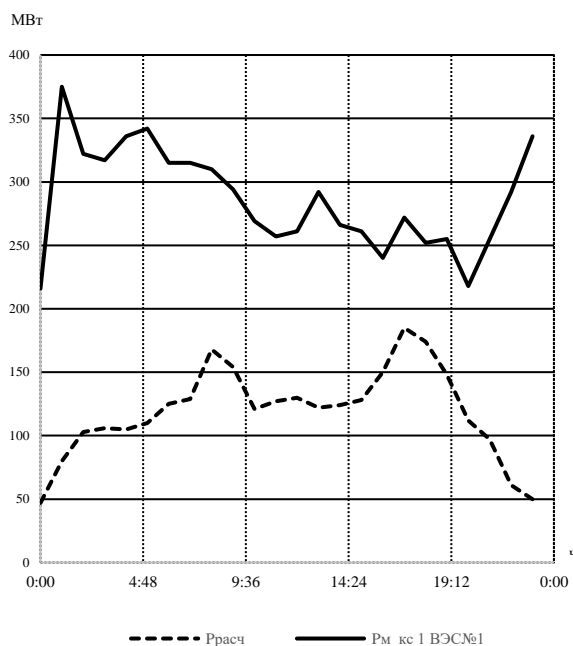


Рис. 4. Величина МДП при работе ВЭС №1

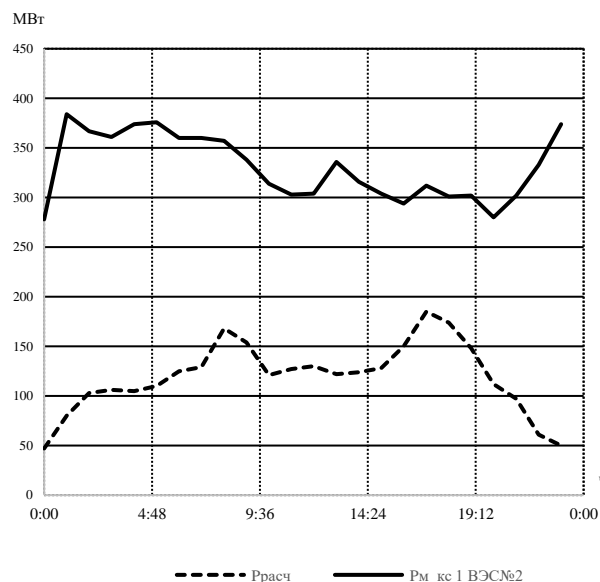


Рис. 5. Величина МДП при работе ВЭС №2

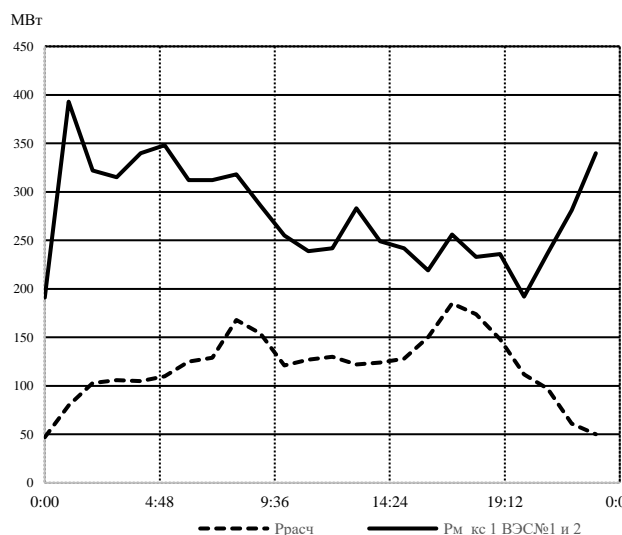


Рис. 6. Величина МДП при совместной работе ВЭС №1 и ВЭС №2

IV. ВЫВОДЫ

Как видим ВЭС могут оказывать значительное влияние на пропускную способность контролируемых сечения таким образом учет влияния генерации ВЭС на

МВт

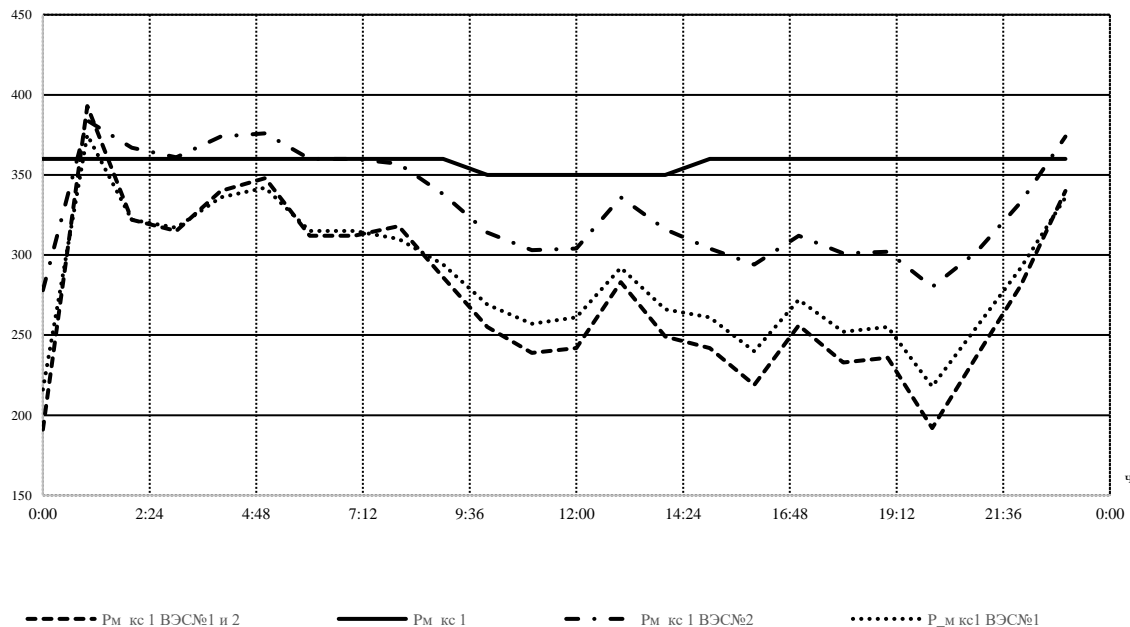


Рис. 7. Сравнение пропускной способности контролируемого сечения КС 1 при учете генерации ВЭС и без учета генерации ВЭС

Список литературы

- [1] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630.
- [2] RastrWin: официальный сайт разработчиков ПО и сопутствующих программных продуктов [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rastrin.ru>

пропускную способность контролируемых сечений является обязательным условием для точности планирования электроэнергетических режимов в особенности для контролируемых сечений в которых пренебрежение стохастическим характером генерации ВЭС может приводить к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Сравнение пропускной способности контролируемого сечения КС 1 при учете генерации ВЭС и без учета генерации ВЭС приведено на рис. 7.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности их использования при краткосрочном и оперативном планировании режимов. Полученные результаты могут быть использованы диспетчерским персоналом для определения коэффициентов влияния ВЭС на величину МДП в сечении при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Указанная в настоящей работе проблема подтверждает необходимость развития технологий автоматического расчета допустимых перетоков в контролируемых сечениях таких как система мониторинга запасов устойчивости, разработанная АО «СО ЕЭС».

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ: НОВАЯ ПАРАДИГМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ

Гредина С.Р.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Москва, Россия

e-mail: sofia300506@icloud.com

Аннотация

Состояние вопроса: Традиционные модели энергоснабжения нефтегазовых проектов, основанные на автономной дизельной и газовой генерации, характеризуются высокими операционными затратами, ограниченной гибкостью управления и значительным экологическим воздействием. В условиях роста требований к энергоэффективности и устойчивости производственных процессов актуальной становится электрификация нефтегазовых объектов с переходом к централизованным и интеллектуальным системам энергоснабжения.

Материалы и методы: В работе применены методы аналитического и сравнительного анализа существующих моделей энергоснабжения нефтегазовых объектов. Для оценки экономических эффектов используются показатели чистого приведённого дохода (NPV), внутренней нормы доходности (IRR) и сравнительный анализ структуры операционных затрат при различных сценариях энергоснабжения.

Результаты: Переход к электрифицированным моделям энергоснабжения на базе гибридных энергетических комплексов, сочетающих централизованное электроснабжение, собственную резервную генерацию и цифровые системы управления нагрузкой, позволяет снизить операционные затраты, повысить надёжность энергоснабжения и обеспечить более высокий уровень управляемости энергетических ресурсов.

Выводы: Электрификация нефтегазовых проектов рассматривается как перспективное направление развития промышленной энергетики, формирующее новую парадигму энергообеспечения, в которой энергетическая инфраструктура становится объектом стратегического управления, ориентированного на повышение энергоэффективности, снижение совокупных затрат и долгосрочную устойчивость бизнеса.

Ключевые слова: электрификация нефтегазовых проектов, гибридные энергетические комплексы, промышленная энергетика, энергоэффективность, цифровизация, операционные затраты

ELECTRIFICATION OF OIL AND GAS PROJECTS: A NEW PARADIGM OF ENERGY SUPPLY AND EFFICIENCY MANAGEMENT

Sofia Gredina

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU)

Moscow, Russia

e-mail: sofia300506@icloud.com

Abstract

Background: Traditional energy supply models for oil and gas projects based on autonomous diesel and gas generation are characterized by high operating costs, limited management flexibility, and significant environmental impacts. In the context of increasing demands for energy efficiency and sustainability of production processes, electrification of oil and gas facilities with the transition to centralized and intelligent energy supply systems is becoming relevant.

Materials and methods: The paper uses methods of analytical and comparative analysis of existing models of energy supply to oil and gas facilities. To assess the economic effects, indicators of net present income (NPV), internal rate of return (IRR) and a comparative analysis of the structure of operating costs under various energy supply scenarios are used.

Results: The transition to electrified power supply models based on hybrid energy complexes combining centralized power supply, own backup generation and digital load management systems reduces operating costs, increases the reliability of energy supply and ensures a higher level of manageability of energy resources.

Conclusions: Electrification of oil and gas projects is considered as a promising direction for the development of industrial energy, forming a new paradigm of energy supply, in which the energy infrastructure becomes the object of strategic management focused on improving energy efficiency, reducing total costs and long-term sustainability of the business.

Key words: electrification of oil and gas projects, hybrid energy systems, industrial energy, energy efficiency, digitalization, operational costs

I. ВВЕДЕНИЕ

В условиях трансформации мировой энергетики и ужесточения требований к эффективности промышленных производств особую актуальность приобретает вопрос энергоснабжения нефтегазовых проектов. Нефтегазовая отрасль Российской Федерации традиционно характеризуется высокой энергоёмкостью [1], значительной долей удалённых и труднодоступных объектов, а также использованием автономных источников генерации электроэнергии, прежде всего дизельных электростанций и газотурбинных установок.

При этом система энергоснабжения нефтегазовых проектов оказывает прямое влияние не только на технологические процессы, но и на экономические показатели добычи. Уровень энергоэффективности определяет себестоимость продукции, устойчивость проекта к колебаниям цен на энергоносители, а также инвестиционную привлекательность объектов освоения. В условиях роста капитальных и операционных затрат оптимизация энергоснабжения становится одним из ключевых факторов повышения общей эффективности нефтегазовых проектов.

В отличие от существующих исследований, в которых вопросы энергоснабжения нефтегазовых объектов рассматриваются преимущественно с технической или экологической точки зрения, в данной работе электрификация анализируется как элемент стратегического управления эффективностью нефтегазовых проектов. Научная новизна исследования заключается в комплексном рассмотрении электрификации как инструмента снижения операционных затрат, повышения управляемости энергетических режимов и долгосрочной устойчивости бизнеса.

II. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Энергоснабжение нефтегазовых проектов в Российской Федерации традиционно характеризуется высокой долей автономной генерации электроэнергии. По данным отраслевых обзоров и корпоративной отчётности крупных нефтегазовых компаний, на удалённых месторождениях и промыслах доля автономных источников (дизельные электростанции и газотурбинные установки) может достигать 70–90 % в структуре энергоснабжения. Такая модель сформировалась в условиях территориальной разобщённости объектов добычи, отсутствия развитой электросетевой инфраструктуры и необходимости обеспечения энергетической независимости производственных процессов.

Эксплуатация автономной генерации сопровождается значительными экономическими издержками. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой дизельными электростанциями на удалённых нефтегазовых объектах, по оценкам специалистов, составляет от 20 до 40 руб./кВт·ч в зависимости от региона и логистических условий [2]. Для сравнения, средний тариф на электроэнергию для промышленных потребителей при централизованном электроснабжении в России в 2023–2024 гг. находился в диапазоне 4–7 руб./кВт·ч. Таким образом, разница в стоимости электроэнергии может достигать 4–6 раз, что напрямую

отражается на уровне операционных затрат нефтегазовых проектов.

Газовая генерация, в том числе использующая попутный нефтяной газ, позволяет снизить удельную стоимость электроэнергии и улучшить экологические показатели, однако не устраняет системных проблем автономного энергоснабжения. Газотурбинные установки требуют резервирования мощности, обладают ограниченной гибкостью регулирования и не позволяют эффективно адаптироваться к изменяющимся графикам нагрузки. В результате энергетическая система объекта остаётся жёсткой и слабо оптимизированной с точки зрения затрат.

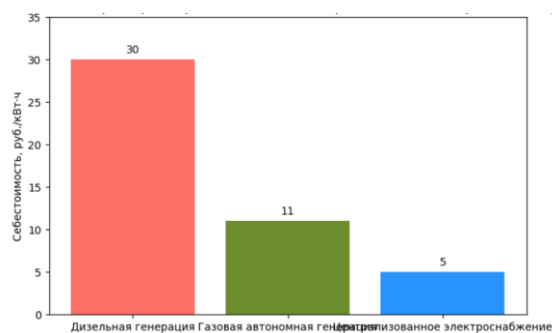


Рис. 1. Сравнение себестоимости электроэнергии при автономной и централизованной генерации на нефтегазовых объектах

III. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ КАК НОВАЯ ПАРАДИГМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

В условиях роста издержек и ужесточения требований к эффективности производства в нефтегазовой отрасли формируется устойчивая тенденция к электрификации промыслов и перерабатывающих объектов. Под электрификацией понимается подключение нефтегазовых объектов к централизованным электрическим сетям с одновременной трансформацией системы энергоснабжения и внедрением гибридных энергетических комплексов.

Гибридные энергетические комплексы представляют собой сочетание внешнего сетевого электроснабжения, собственной генерации (преимущественно газовой), систем накопления энергии и интеллектуальных систем управления. Такая структура позволяет перераспределять нагрузку между источниками энергии в зависимости от экономических и технологических условий.

Применение гибридных энергетических комплексов позволяет повысить устойчивость энергоснабжения за счёт диверсификации источников энергии и снижения зависимости от одного вида генерации. Гибридные решения способствуют снижению технологических рисков и создают условия для более гибкого управления режимами энергопотребления.

Выбор структуры энергоснабжения нефтегазового объекта осуществляется на основе сопоставления централизованной, автономной и гибридной моделей с учетом эксплуатационных условий, надежности энергоснабжения, капитальных и операционных затрат, а также технологических и инфраструктурных ограничений. Гибридная модель рассматривается как компромиссное решение, позволяющее снизить риски перебоев электроснабжения.

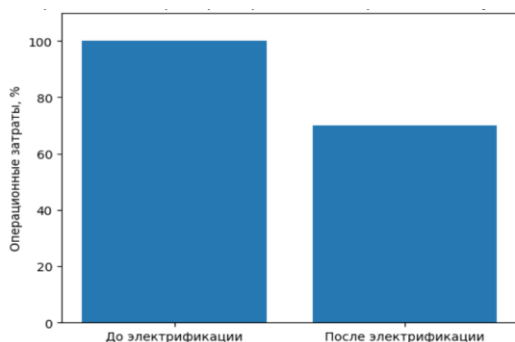


Рис 2. Снижение операционных затрат при переходе к централизованному электроснабжению нефтегазового объекта

IV. РОЛЬ ЦИФРОВИЗАЦИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Ключевым элементом новой модели энергоснабжения становится цифровизация [4]. Внедрение систем энергетического менеджмента, автоматизированных систем диспетчерского управления и мониторинга позволяет в режиме реального времени контролировать потребление электроэнергии, прогнозировать нагрузку и оптимизировать режимы работы оборудования.

Использование цифровых решений позволяет выявлять неэффективные режимы работы электрооборудования, снижать потери и перераспределять нагрузку между источниками энергии. Например, интеллектуальные системы способны автоматически регулировать работу генераторов и преобразователей мощности в зависимости от текущего спроса на объекте, минимизируя расход топлива и электрической энергии.

По оценкам отраслевых экспертов, внедрение таких систем управления энергоснабжением обеспечивает дополнительное снижение энергопотребления на 5–10 % без увеличения объёма капитальных вложений в генерацию.

Цифровизация также повышает надёжность энергоснабжения нефтегазовых объектов за счёт прогнозирования отказов оборудования и оптимизации технического обслуживания. Современные алгоритмы предиктивного анализа позволяют заранее выявлять потенциальные неполадки, что значительно сокращает время простоя оборудования и предотвращает аварийные ситуации.

Результаты сравнения показывают, что наибольшую экономическую и эксплуатационную эффективность демонстрируют решения с приоритетным использованием внешней сети и интеллектуальным управлением резервными источниками энергии.

V. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

С формальной точки зрения выбор структуры энергоснабжения сводится к задаче минимизации суммарных приведённых затрат, включающих капитальные вложения и дисконтированные операционные расходы за расчётный период, при выполнении ограничений по надёжности энергоснабжения и доступной мощности внешней электрической сети.

В качестве основного показателя экономической эффективности проекта используется показатель чистой приведённой стоимости (Net Present Value, NPV), который позволяет учитывать временную стоимость денежных потоков и сопоставлять первоначальные капитальные вложения с ожидаемыми эффектами от реализации проекта. Расчёт NPV осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{Pk}{(1+i)^k} - IC$$

где

n – период расчёта;

Pk – денежные потоки за выбранный период времени;

i – ставка дисконтирования;

IC – размер первоначальных вложений.

Формирование денежных потоков проекта электрификации осуществлялось на основе сравнения базового и проектного сценариев энергоснабжения. В базовом сценарии предполагается автономная дизельная и газовая генерация, в проектном – подключение к централизованной сети с использованием гибридного энергетического комплекса.

Годовой экономический эффект определяется как разница приведённых затрат на энергоснабжение в указанных сценариях с учётом индексации тарифов на электроэнергию и топливо, налоговых эффектов и остаточной стоимости оборудования.

Экономическая оценка проекта электрификации выполнена на основе моделирования дисконтированных денежных потоков с учётом капитальных вложений, операционных затрат, налоговых платежей и остаточной стоимости оборудования. Денежные потоки формировались на основе разницы затрат на энергоснабжение в базовом (автономная генерация) и проектном (гибридный энергетический комплекс) сценариях с учётом индексации тарифов на электроэнергию и топливо.

Таблица I. ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ПРОЕКТА (ПРИМЕР)

Показатель	Значение
CAPEX (год 0)	-6,0 млрд руб.
Годовая экономия OPEX (1–15 годы)	+0,7 млрд руб.
Индексация тарифов	4 % в год
Налоговый эффект	учтён
Остаточная стоимость (15 год)	0,5 млрд руб.

Остаточная стоимость оборудования по завершении расчётного периода принята на уровне 8–10 % от первоначальных капитальных вложений, что соответствует нормативным срокам службы энергетического оборудования. Налоговые эффекты учтены в составе операционных денежных потоков в агрегированном виде без детального разложения, что допустимо на этапе предварительной инвестиционной оценки.

Годовые затраты на энергоснабжение объекта в исходной конфигурации составляют порядка 1,1–1,3 млрд руб. Проект электрификации предполагает подключение

объекта к внешней электрической сети, внедрение гибридного энергетического комплекса и цифровой системы управления. Объём капитальных вложений оценивается в 6 млрд руб., при этом ожидаемая экономия операционных затрат составляет около 700 млн руб. в год.

При расчётном горизонте 15 лет и ставке дисконтирования 10 % проект демонстрирует положительное значение чистой приведённой стоимости, составляющее около 1,3 млрд руб. Внутренняя норма доходности превышает стоимость капитала, что свидетельствует об экономической целесообразности реализации проекта электрификации.

Таблица II. Исходные данные для оценки эффективности проекта электрификации

Показатель	Значение
Установленная мощность	40 МВт
Капитальные вложения	6 млрд руб.
Годовая экономия ОПЕХ	700 млн руб.
Срок проекта	15 лет
Ставка дисконтирования	10 %
NPV	+1,3 млрд руб.
IRR	> 10 %

Проведённый анализ чувствительности в таблице 3 показывает, что наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывают тарифы на электроэнергию и объём капитальных вложений на технологическое присоединение. При этом даже при неблагоприятных изменениях ключевых параметров проект сохраняет положительное значение NPV, что свидетельствует о его устойчивости.

Таблица III. Анализ чувствительности NPV

Параметр	Изменение	NPV
Базовый сценарий	—	+1,3 млрд
Тариф на электроэнергию	+15 %	+0,9 млрд
Стоимость топлива	-20 %	+0,7 млрд
CAPEX	+20 %	+0,4 млрд
Коэф. загрузки	-10 %	+0,6 млрд

Полученные результаты показывают устойчивость положительного значения NPV при изменении указанных параметров в допустимых диапазонах.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённый анализ показывает, что электрификация нефтегазовых проектов и внедрение гибридных энергетических комплексов представляют собой экономически и технологически обоснованное направление развития отрасли. Отказ от доминирующей роли дизельной и автономной газовой генерации в пользу централизованного, интеллектуального электроснабжения позволяет существенно снизить операционные затраты, повысить управляемость энергетических режимов и обеспечить устойчивость производственных процессов.

Следует отметить, что полученные результаты основаны на ряде допущений, связанных с уровнем тарифов на электроэнергию, стабильностью внешнего электроснабжения и неизменностью технологических параметров объекта в расчётном горизонте. Фактическая экономическая эффективность проектов электрификации может варьироваться в зависимости от региональных

условий, климатических факторов и степени развитости электросетевой инфраструктуры.

Использование цифровых систем управления и экономических методов оценки эффективности подтверждает, что электрификация промыслов и заводов может рассматриваться не как вспомогательное техническое решение, а как стратегический инструмент повышения эффективности нефтегазовых проектов в Российской Федерации в горизонте до 2030 года.

Список литературы

- [1] Министерство энергетики Российской Федерации. Отчет о состоянии электроэнергетики России. – Москва: Минэнерго РФ, 2023. – 120 с.
- [2] Беляев, С.В., Иванова, А.Н. Энергоснабжение удаленных нефтегазовых объектов России: современные проблемы и решения // Энергетическая политика. – 2022. – № 4. – С. 45–52.
- [3] Роснефть. Корпоративный отчет за 2023 год. – Москва: Роснефть, 2023. – 210 с.
- [4] Смирнов, И.П., Кузнецов, В.А. Цифровизация энергетических систем нефтегазовых компаний России // Нефтегазовая отрасль. – 2021. – № 6. – С. 22–29

ИСТОЧНИК ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ СИСТЕМЫ ЗАЕМЛИТЕЛЕЙ НА IGBT-МОДУЛЕ

Гуляков С.А.

Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской Академии наук
Южно-Сахалинск, Россия
e-mail: gulyakov_97@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Система заземлителей, спроектированная и установленная на трех исследовательских полигонах Института морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской Академии наук, позволяет выполнять ряд исследовательских задач – от исследования работы системы заземлителей униполярной передачи постоянного тока, до экспериментального наблюдения обратного сейсмoeлектрического эффекта 2 рода. Отклик системы заземлителей на воздействия как природного, так и техногенного происхождения регистрируется с использованием комплекса измерительного оборудования, состав и конфигурация которого определяются конкретными целями и задачами проводимых исследований. Для формирования управляемых воздействий на систему заземлителей требуется специализированный источник электроимпульсных сигналов, обеспечивающий заданные значения амплитуды напряжения и тока, длительности импульсов, а также возможность работы в автоматическом, полуавтоматическом или ручном режимах в соответствии с методикой эксперимента. Опыт создания и отработки этого устройства подробно изложен в настоящей статье.

Материалы и методы: Системы заземлителей исследовательских полигонов «ИМГиГ», «Петропавловское» и «Колхозное». САПР печатных плат EagleCAD. Автономный трехфазный дизель-генератор. Измерительные модули –АЦП семейства L-card. Измеритель сопротивления заземлителей.

Результаты: В результате разработки был создан и запатентован источник, способный формировать электроимпульсные воздействия заданной длительности с током до 60 А при напряжении до 400 В на возбуждающие электроды системы заземлителей.

Выводы: Разработанный источник электроимпульсных воздействий применяется в исследовательской деятельности. Применение IGBT-модуля в качестве переключающего элемента позволило достичь высокой надежности работы устройства, в том числе в полевых условиях. Применение микроконтроллера в структуре источника позволило создать удобный человеко-машинный интерфейс и автоматизировать ход экспериментов.

Ключевые слова: IGBT, коммутатор тока, заземлитель, электротеллурическое поле, электроразведание, униполярная передача постоянного тока, источник электроимпульсных воздействий

SOURCE OF ELECTRICAL PULSE EFFECTS OF THE GROUNDING SYSTEM ON THE IGBT MODULE

Sergej Guljakov

Institute of Marine Geology and Geophysics, FEB RAS
Yuzhno-Sakhalinsk, Russia
e-mail: gulyakov_97@mail.ru

Abstract

Background: The grounding system, designed and installed at three research sites of the Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, allows performing a number of research tasks, from investigating the operation of the grounding system of unipolar direct current transmission to experimental observation of the reverse seismoelectric effect. The response to both natural and man-made impacts is measured using a range of measuring equipment of various types, depending on the specific goals and objectives of the research. The grounding system's response to both natural and man-made impacts is recorded using a suite of measuring equipment, the composition and configuration of which are determined by the specific goals and objectives of the research. Generating controlled impacts on the grounding system requires a specialized source of electrical pulse signals, providing specified voltage and current amplitudes and pulse durations, as well as the ability to operate in automatic, semiautomatic, or manual modes in accordance with the experimental methodology. The experience of developing and testing this device is described in detail in this article.

Materials and methods: Grounding systems at the IMGIG, Petropavlovsk and Kolkhoznoye research sites. CAD of EagleCAD printed circuit boards. An autonomous three-phase diesel generator. The measuring modules are L-card family ADCs. Grounding resistance meter.

Results: As a result of the development, a source capable of generating electric pulse effects of a given duration with a current of up to 60 A at a voltage of up to 400 V on the exciting electrodes of the grounding system was created and patented.

Conclusions: The developed source of electrical pulse effects is used in research activities. The use of the IGBT module as a switching element made it possible to achieve high reliability of the device, including in the field. The use of a microcontroller in the source structure made it possible to create a convenient human-machine interface and automate the course of experiments.

Key words: IGBT, current switch, earthing device, electrotelluric field, electric sensing, unipolar direct current transmission, source of electrical impulse effects

I. ВВЕДЕНИЕ

Уникальное сочетание географического положения, климатических факторов и геологического строения делает Сахалин площадкой для различных исследований, проводимых в том числе – в Институте морской геологии и геофизики (ИМГиГ) Дальневосточного отделения Российской Академии наук (ИМГиГ ДВО РАН). На протяжении многих лет проводились исследования вариаций естественных и техногенных электротеллурических полей в различных частях острова [1-4]. В 2024 г. в рамках темы госзадания FWWM 2024-0006 была открыта молодежная лаборатория островных и прибрежных электроэнергетических систем, в которой были начаты исследования работы модели системы заземлителей униполярной передачи постоянного тока, в частности, влияние на ее работу естественных и техногенных электротеллурических полей. С целью обеспечения экспериментальной части указанных работ в 2018 году была начата разработка источника электроимпульсных воздействий на систему заземлителей на IGBT-модуле. В настоящее время данный источник успешно применяется в качестве формирователя электровоздействия на массивы грунта и системы заземлителей на трех испытательных полигонах [5].

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Выбор IGBT-модуля в качестве элементной базы был обусловлен современным уровнем развития силовой электронной техники. В ИМГиГ уже имелся источник электровоздействия «Квант», разработанный и изготовленный в 80-х годах прошлого века и выполненный на базе ртутных вентилей – игнитронов. Данный источник применялся до начала 90-х годов в морской сейсморазведке для создания импульсных напряжений порядка 10 кВ электроакустического источника – так называемого «спаркера». Использование данного источника в качестве генератора электровоздействия на массивы грунта было исключено а-priori, причем не только по причине морального устаревания, но и вследствие существенных ограничений на использование ртути и её соединений, действующих в настоящее время.

Разработка первой версии источника электроимпульсных воздействий, структура которого приведена на рис. 1, была начата в 2018 году.

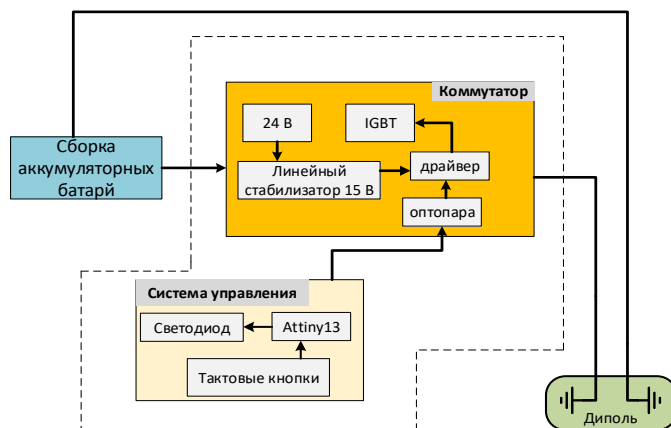


Рис. 1. Первая версии источника электроимпульсных воздействий

Первые испытания источника электроимпульсных воздействий были проведены осенью 2019 г., когда был готов первый испытательный полигон в п. Петропавловское Анивского района. Несмотря на успешные испытания в лабораторных условиях весной 2019 г., испытания в полевых условиях показали ошибочность предположения, что грунт между заземлителями является чисто активным сопротивлением. Оказалось, что нагрузка источника включает распределенные индуктивные и емкостные составляющие контура при коммутации тока электродов возникают перенапряжения, превышающие расчетные, в результате чего IGBT-модуль вышел из строя при первой же коммутации. Эквивалентная схема замещения нагрузки источника, позволяющая оценить верхний предел величины перенапряжения, возникающего при коммутации, представлена на рис.2.

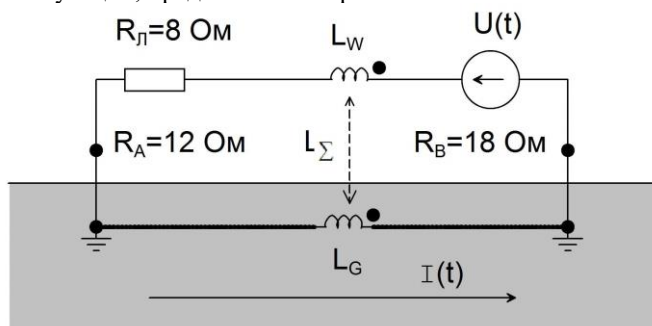


Рис. 2. Схема замещения нагрузки источника для оценки перенапряжений при коммутации

На рис. 2. выписаны параметры элементов схемы замещения, элементарно получаемые путем расчета или прямого измерения. Из схемы замещения намеренно были

убраны емкости, так как при отсутствии высокой добротности влияние емкости на коммутационные перенапряжения имеет обратный знак. Сопротивление линии R_L рассчитано для провода марки МГШВ-0.5 длиной 200 м. Сопротивления электродов заземлителей R_A и R_B измерены с помощью измерителя заземления типа MS5209. Индуктивности провода L_w и эквивалентного проводящего канала грунта L_G были рассчитаны по приближенным формулам.

Для вычисления индуктивности L_G было применено предположение, что распространение установившегося тока в грунте происходит в воображаемом шинпроводе длиной, равной расстоянию между электродами l прямоугольного сечения и со сторонами, равными $l/4$. Расчет индуктивности между электродами [6], разнесенными на расстояние 200 м., равно: $L_G = 2 \cdot 200 \cdot (\ln 4 + 0.75) \approx 850$ мкГн.

Индуктивность прямого провода оценивалась исходя из следующих соображений. Провод радиусом 0.4 мм, расположен на травянистой растительности около земли. Формула индуктивности двухпроводной линии той же длины при расстоянии между проводами 10 мм дает значение $L_w = 4 \cdot 10^{-7} \cdot 200 \cdot (\ln(10/0.4)) \approx 260$ мкГн

Для оценки суммарной индуктивности учтем, что индуктивности провода и проводящего грунтового канала расположены встречно. В результате оценку суммарной индуктивности нагрузки источника, равную: $L_\Sigma = L_G - L_w \approx 600$ мкГн. При таких условиях коэффициента перенапряжения (отношение величины перенапряжения при размыкании тока к величине размыкаемого тока) на ключе, имеющем время размыкания, равное 110 нс, равно $K_{OV} = 600 / 0.110 \approx 5.5$ кВ/А. Соответственно, при проектировании источника, способного коммутировать значительные токи, следует применить методы уменьшения воздействия перенапряжения на транзистор IGBT-модуля. Например, в нашем случае мы использовали IGBT транзисторы с встроенным антипараллельным диодом, а также дополнительно снабжающую RC цепь ($R \approx 500$ Ом, $C \approx 100$ нФ). А для управления включением и выключением силового ключа (IGBT-модуля), обеспечения гальванической развязки между входными сигналами управления и цепями затвора, а также подавления синфазных помех была применена специализированная микросхема-драйвер. Драйвер включает встроенные цепи защиты от короткого замыкания, перегрузки по току, перегрева, а также функцию блокировки затвора при недостаточном напряжении питания (UVLO).

В 2020 г. источник был перепроектирован с учетом эффектов коммутации тока в условиях значительной индуктивности, и были проведены первые успешные эксперименты по коммутации тока через пару заземлителей, разнесенных на 200 м. друг от друга. В 2021 г. была разработана вторая версия источника, отличающаяся улучшенным человеко-машинным интерфейсом, успешно испытанная осенью 2021 г. Структура второй версии источника приведена на рис. 3.

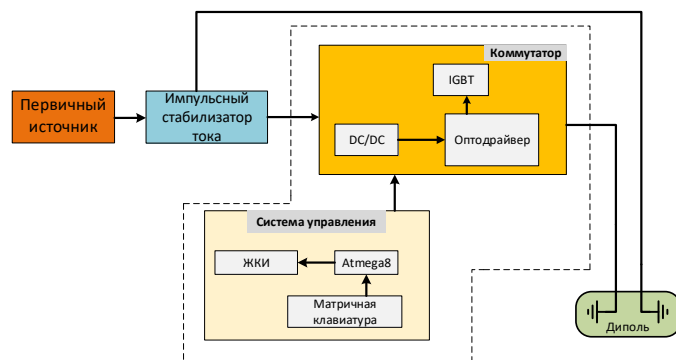


Рис. 3. Вторая версия источника электроимпульсных воздействий

На испытательном полигоне был установлен третий заземлитель, а расстояние между заземлителями составило 400 м. Весной 2022 г. в эксперименте по электровоздействию был также испытан прототип измерительной системы потенциалов электротеллурического поля в режиме реального времени, благодаря чему удалось непосредственно «увидеть» быстрый переходный процесс, происходящий при коммутации тока электродов заземлителей [7]. Оценка параметров эквивалентной RLC-цепи показала хорошее совпадение с полученными с помощью моделирования: суммарная индуктивность диполя длиной 400 м в при анализе переходного процесса изменения тока грунта была оценена величиной 1 мГн, что хорошо согласуется с оценкой 600 мкГн для диполя длиной 200 м. Также была подтверждена гипотеза о низкой добротности: переходный процесс имеет быстро затухающий, почти аperiodический характер. В 2023 г. разработка источника была признана успешной, был получен патент на полезную модель [8].

Дальнейшие опыты с повышением коммутируемого тока привели к новому пределу. Оказалось, что близкая коммутация воздействует на схему управления источником, в результате происходит сбой, не позволяющий увеличивать ток до величин порядка 10 А. В результате источник был снова существенно доработан.

Третья версия источника (рис.4) может использовать разные типы первичных источников постоянного напряжения. К примеру: при использовании трех параллельно работающих импульсных источников типа CSP-3000 [9] источник способен формировать импульсы тока до 22.5 А при напряжении до 400 В в режимах стабилизации напряжения и стабилизации тока. Проводились также эксперименты с использованием мостового выпрямителя с номинальным выпрямленным током до 75 А, а также с батареи аккумуляторов.

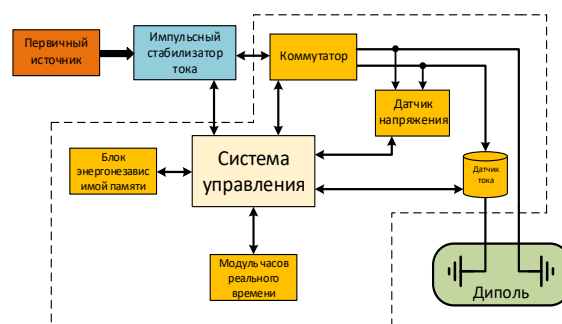


Рис. 4. Третья версия источника электроимпульсных воздействий

Отметим, что указанные токи являются предельными, реальные токи определяются мощностью используемого дизель-генератора. Использование в качестве первичного источника сети 0.4 кВ возможно только с применением преобразователя CSP-3000, так как его выходная часть гальванически изолирована от питающей сети, но в полевых экспериментах нет доступа к сети, превышающей по мощности имеющийся дизель-генератор (6.5 кВт). Новая, третья версия источника, отличается от первых двух возможностью гибкого использования источников постоянного напряжения (тока) разных типов, а также использовать совместную работу нескольких (до трех) источников CSP-3000. На рис. 5 а приведен отклик на внешние электроимпульсные воздействия, сформированные описываемым источником.

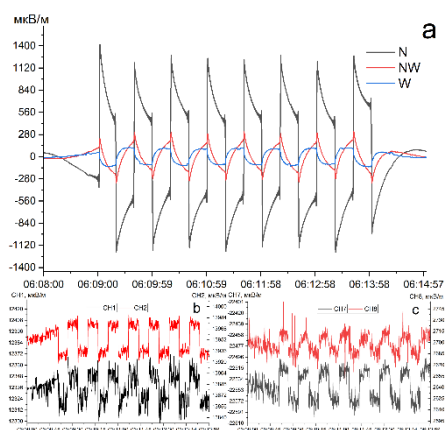


Рис.5. Изменения по каналам горизонтальной (а) и вертикальной (б, с) компонент потенциалов системы заземлителей: отклик на внешние электроимпульсные воздействия

Приведенный рисунок представляет собой отображение процесса калибровки измерительной системы. Более подробно аппаратура и методика измерений описаны в [10].

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный источник электроимпульсных воздействий является универсальным прибором, имеющим широкий спектр применимости – как в электроэнергетике, так и в геофизике. Его разработка велась на протяжении около пяти лет, в результате был получен надежный инструмент с высокой степенью полезности в исследовательских работах. Заложенный потенциал позволяет увеличивать коммутируемый ток без внесения изменения в схему и конструкцию источника – по мере увеличения располагаемой мощности генератора или питающей сети. Анализ отклика на электроимпульсные воздействия, генерируемые источником, позволяют оценить техногенные воздействия на систему заземлителей униполярной ППТ, чтобы сделать возможным разработку методики проектирования, а также расчета систем заземлителей ППТ.

Список литературы

[1] Проблемы оперативного прогноза сейсмических событий. Предлагаемые пути решения / В. А. Паровышний, Л. М. Богомолов, Ю. В. Сухатюк, Д. В. Паровышний // Вестник КРАУНЦ. Физико-математические науки. – 2021. – Т. 35, № 2. – С. 120-132. – DOI 10.26117/2079-6641-2021-35-2-120-132.

[2] Закупин А.С., Стовбун Н.С., Гуляков С.А., Казаков А.И., Дудченко И.П. Проявления геомагнитной активности (солнечные вспышки и магнитные бури) в изменении электротеллурических потенциалов по данным измерений на Южно-Сахалинском геофизическом полигоне. Геосистемы переходных зон. 2024. Т. 5. № 8. С. 91-103

[3] А. С. Закупин, И. П. Дудченко, Л. М. Богомолов, С. А. Гуляков, А. И. Казаков, Н. С. Стовбун. Кратковременные вариации электротеллурического поля вблизи очага землетрясения на о. Сахалин. Вестник КРАУНЦ. Физ.-мат. науки. 2024. Т. 46. №1. С. 134-164

[4] Дудченко И.П., Гуляков С.А., Стовбун Н.С., Шахов И.М. Оценка влияния электротеллурических полей на модель системы заземлителей униполярной передачи постоянного тока с помощью динамических измерений разности потенциалов между электродами. Журнал: Инженерная физика. № 11. 2024 г. Издательство: Издательство "Научтехлитиздат" ISSN: 2072-9995. С. 3-11.).

[5] Дудченко И. П., Шумилов И. В., Зарубина Д. В., Реков С. С. Оценка возможности связи центральной энергорайона о. Сахалин с объединенной энергетической системой Востока России с точки зрения анализа ледового режима пролива Невельского // Фундаментальные и прикладные проблемы науки: сборник докладов XX Международного симпозиума по фундаментальным и прикладным проблемам науки, посвященного 80-летию Победы (г. Миасс, 9–11 сентября 2025 г.) / Междунар. совет по науке и технологиям. – Москва: РАН, 2025.

[6] Калантаров П.Л., Цейтлин Л.А. Расчет индуктивностей: Справочная книга. – 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергопромоиздат. Ленингр. Отд-ние, 1986. – 488с.

[7] Dynamic measurement of the interelectrode potential difference during pulsed electrophysical action on spaced earth electrodes in order to determine the electrical parameters of a bulk soil mass . I. Dudchenko. International conference on smart automatics and energy: SMARTICAE 7–8 October 2021 Vladivostok, Russia. Volume 2910, Issue 1. 13 October 2023.

[8] Дудченко И.П., Гуляков С.А., Стовбун Н.С. Электроимпульсный геофизический генератор. Патент на полезную модель RU 222321 U1, 20.12.2023. Заявка № 2023118831 от 14.07.2023.

[9] Техническая документация CSP-300 [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.mean-well.ru/uploads/files/datasheets/CSP-3000-400.pdf> (Дата обращения: 28.01.2026).

[10] Гуляков С.А., Стовбун Н.С., Костылева Н.В. и др. 2025. Оценка возможного воздействия экспериментального источника электроимпульсов на сейсмический и сейсмоакустический шум в зоне Центрально-Сахалинского разлома. Геодинамика и тектонофизика, 16(2), 818. <https://doi.org/10.5800/GT-2025-16-2-0818>

РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Данилов В.А., Кочковская С.С., Фахрутдинов Т.А.

Филиал ПАО «Россети» - МЭС Волги, ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»
Оренбург, Россия
e-mail: superjoborene@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время качество электрической энергии в РФ представляет собой сочетание технологических, инфраструктурных и организационно-экономических факторов. Анализ результатов измерений показателей качества электрической энергии отражает текущее неудовлетворительное состояние данного вопроса. Решение вопроса неудовлетворительного качества электрической энергии требует комплексного подхода. Предложенный подход включает в себя измерения, цифровые платформы, компенсирующие технологии, координированное управление и регуляторные стимулы.

Материалы и методы: Метод прямых измерений, пакет офисных программ LibreOffice.

Результаты: Проведен анализ качества электрической энергии в регионах Российской Федерации. По полученным результатам выявлены неудовлетворительные показатели качества электрической энергии. В связи с этим предложена интеллектуальная система управления качеством электрической энергии, использующая данные смарт-счётчиков и высокоскоростных измерительных датчиков. Исследование ориентировано на применение в распределительных сетях с высокой долей распределённой генерации.

Выводы: Предложена архитектура системы управления качеством электрической энергии, объединяющая смарт-счётчики, потоковую платформу, модуль ИИ и координируемые исполнительные органы. Данный подход технологически целесообразен и соответствует современным трендам распределённых сетей.

Ключевые слова: качество электрической энергии, смарт-счётчики, машинное обучение.

DEVELOPMENT OF AN ARCHITECTURE FOR AN INTELLIGENT ELECTRICAL ENERGY QUALITY MANAGEMENT SYSTEM

Vladimir Danilov, Svetlana Kochkovskaya, Timur Fakhrutdinov

Branch of PJSC ROSSETI - Volga Electric Power Plant, Orenburg State University (OSU)
Orenburg, Russia
e-mail: superjoborene@mail.ru

Abstract

Background: Currently, the quality of electric energy in the Russian Federation is a combination of technological, infrastructural, and organizational and economic factors. The analysis of the measurement results of electrical energy quality indicators reflects the current unsatisfactory state of this issue. Solving the issue of unsatisfactory quality of electrical energy requires an integrated approach. The proposed approach includes measurements, digital platforms, compensating technologies, coordinated management, and regulatory incentives.

Materials and Methods: Direct measurement method, LibreOffice office software package.

Results: The analysis of the quality of electric energy in the regions of the Russian Federation is carried out. According to the results obtained, unsatisfactory indicators of the quality of electrical energy were revealed. In this regard, an intelligent electric energy quality management system using data from smart meters and high-speed measuring sensors has been proposed. The research is focused on applications in distribution networks with a high proportion of distributed generation.

Conclusions: The architecture of the electric energy quality management system is proposed, combining smart meters, a streaming platform, an AI module and coordinated executive bodies. This approach is technologically feasible and corresponds to modern trends in distributed networks.

Key words: electric energy quality, smart meters, machine learning.

I. ВВЕДЕНИЕ

Качество электрической энергии является критическим фактором надёжности и эффективности электрических сетей. Рост распределённой генерации, нелинейных нагрузок и внедрение силовой электроники увеличивают риск отклонений показателей качества электрической энергии. Традиционные правила и локальные регуляторы не всегда обеспечивают координированную реакцию системы на отклонения. Целью исследования является повышение качества электрической энергии в распределительных сетях бытовых и промышленных потребителей.

II. ОЦЕНКА АКТУАЛЬНОСТИ ВОПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Рассматривая электрическую энергию как продукцию, стоит отметить, что обязанность поддерживать качество электрической энергии лежит на сетевой компании, к которой присоединены сети потребителя. В настоящее время, когда идет развитие промышленного производства, а также отмечается необходимость модернизации уже существующей распределительной сети, данные аспекты в первую очередь оказывают влияние на соблюдение законов регулирования уровня напряжения в электрических распределительных сетях.

Исследуя данный вопрос стоит отметить, что в первую очередь на снижение качества электрической энергии влияют промышленные потребители, подключенные к распределительной сети совместно с бытовыми потребителями. Потребители с питающей сетью 6/10/35/110 кВ используют в своей деятельности значительное количество электрической энергии для снабжения мощных потребителей, в том числе нелинейных установок, синхронных и асинхронных двигателей с затыжным процессом пуска, сталеплавильных печей и иных установок.

Снижение уровня напряжения ведет к возникновению потерь электроэнергии, перегреву изоляции, и иным последствиям, снижающим общую надежность. Относительно промышленных потребителей, в сетях которых установлено требование о периодических проверках состояния изоляции, в сетях бытовых потребителей выражен риск выхода из строя дорогостоящей техники, возникновения пожаров и иных последствий снижения качества электрической энергии

Обзор проведенных ранее исследований и научных публикаций не отражает действительную ситуацию с качеством электрической энергии на территории РФ. Многие исследования опираются на устаревшие данные, ограничены по географическому охвату и методикам измерений, не учитывают стремительный рост распределённой генерации, а также не применяют современные подходы прогнозирования и потоковой аналитики; следовательно, требуется обновлённый масштабный инструментальный подход, внедрение реального мониторинга в распределительной сети и пересмотр методик оценки с учётом современных моделей и сценариев нагрузки. [3,4].

В течении 2023-2024 годов испытательной лабораторией проведены исследования качества электрической энергии в регионах различных федеральных округов на территории

Российской Федерации, с различным климатом и сферами производства. В ходе проведённого исследования были получены данные методом прямых измерений.

Все значения количества отклонений качества электрической энергии обезличены и не позволяют судить о той или иной сетевой компании. Количество проведенных измерений в каждом регионе составляет от 1 до 1000 измерений за календарный год. Измерения проводились от 2 до 7 суток. Общее количество точек в которых проводились измерения 3769. Замеры выполнялись в цепях напряжения 0,4/6/10/35/110 кВ.

Измерения проводились по следующим показателям ГОСТ 32144-2013 [2] (п.4.2.1, п.4.2.2, п.4.2.3, п.4.2.4, п.4.2.5).

Данные измерения проводились в рамках исследований качества электрической энергии. Результаты проведенных измерений приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица I. Исследования, проведенные в 2023 году

Наименование региона	Кол-во отклонений *	Количество замеров на регион	Пункты ГОСТ 32144 в процентном соотношении*	Процент отклонений
Центральный федеральный округ				
Ивановская область	1	12	4.2.2 (100%)	8,33
Приволжский федеральный округ				
Республика Марий-Эл	0	2	4.2.2 (9,9 %), 4.2.3 (33,66 %), 4.2.4 (31,19 %), 4.2.5 (25,25 %)	0,00
Нижегородская область	1	2		50,00
Республика Мордовия	0	1		0,00
Пензенская область	8	39		20,51
Саратовская область	7	60		11,67
Самарская область	4	38		10,53
Оренбургская область	14	133		10,53
Республика Башкортостан	21	113		18,58
Ульяновская область	6	21		28,57
Пермский край	13	24		54,17
Республика Удмуртия	7	21		33,33
Уральский федеральный округ				
Свердловская область, г. Екатеринбург	21	49	4.2.2 (18,58 %), 4.2.3 (23,89 %), 4.2.4. (28,32 %) 4.2.5 (29,20 %)	42,86
Тюменская область	9	24		37,50
Челябинская область	11	21		52,38
Сибирский федеральный округ				
Иркутская область	44	60	4.2.2 (17,74 %), 4.2.3 (31,66 %), 4.2.4. (27,64 %) 4.2.5 (22,96 %)	73,33
Новосибирская область	112	210		53,33
Омская область	14	63		22,22
Томская область	10	24		41,67
Красноярский край	9	15		60,00
Республика Бурятия	51	90		56,67
Забайкальский край	86	147		58,50

Таблица П. Исследования, проведенные в 2024 году

Наименование региона	Кол-во отклонений *	Количество замеров на регион	Пункты ГОСТ 32144 в процентном соотношении*	Процент отклонений
Центральный федеральный округ				
г.Москва	0	109	4.2.2 (100%)	0
Ивановская область	1	12		8,33
Приволжский федеральный округ				
Республика Марий-Эл	0	2	4.2.2 (12,20 %), 4.2.3 (34,15 %), 4.2.4 (29,27 %), 4.2.5 (24,39 %)	0,00
Нижегородская область,	40	789		5,07
Республика Мордовия	0	1		0,00
Пензенская область	9	41		21,95
Саратовская область	14	60		23,33
Самарская область	9	60		15,00
Оренбургская область	23	129		17,83
Республика Башкортостан	25	113		22,12
Ульяновская область	6	21		28,57
Пермский край	14	26	53,85	
Республика Удмуртия	8	21	38,10	
Уральский федеральный округ				
Свердловская область, г. Екатеринбург	23	49	4.2.2 (18,58 %), 4.2.3 (23,89 %), 4.2.4. (28,32 %) 4.2.5 (29,20 %)	46,94
Тюменская область	9	24		37,50
Челябинская область	9	21		42,86
Сибирский федеральный округ				
Иркутская область	43	60	4.2.2 (18,05 %), 4.2.3 (29,68 %), 4.2.4. (28,88 %) 4.2.5 (23,40 %)	71,67
Новосибирская область	45	117		38,46
Омская область	17	63		26,98
Томская область	13	24		54,17
Красноярский край	11	15		73,33
Республика Бурятия	52	90		57,78
Забайкальский край	92	147		62,59

* - В случае отклонения хотя бы по 1 показателю КЭЭ, пункт полностью засчитывается в непрошедший проверку

** - Расчет отклонений в процентном соотношении, был выполнен для каждого показателя в отдельности, т.е. в каждом пункте контроля может быть несколько учтенных отклонений по отдельным пунктам

Анализ проведенных исследований показал, что текущие законы регулирования не обеспечивают в требуемой мере удовлетворительное качество электрической энергии у потребителя. В связи с этим определена необходимость применения интеллектуальной системы управления качеством электрической энергии, которая позволит обеспечить высокоскоростные ответные реакции на ухудшение показателей качества электрической энергии.

Новизна предлагаемого решения заключается в подходе к управлению именно качеством электроэнергии, а не перетоками мощности в сети и у потребителя, как например предполагается в системах «Smartgrid» и подобных им. В этом случае параметры качества электрической энергии служат индикаторами того, хватает ли мощности резерва в контролируемой точке. Данная система может быть включена в состав программного блока цифровых подстанций в дополнение к основному функционалу систем диспетчеризации и управления энергообъектами, как модуль прогноза.

III. АРХИТЕКТУРА

Предлагаемая система состоит из трех основных уровней управления:

a) уровни датчиков и исполнительных механизмов

Эти уровни включают датчики, измерительные устройства и исполнительные механизмы, непосредственно взаимодействующие с электрической сетью района. К таким устройствам относятся: датчики тока и напряжения, измерители гармоник, регуляторы мощности, фильтры гармоник, OLTC, управление распределенной нагрузкой. Эти устройства обеспечивают первичную информацию о состоянии сети и выполняют локальное управление параметрами питания.

b) Уровень передачи информации

Уровень агрегирует и синхронизирует информацию с помощью следующих элементов: микроконтроллерные платы обработки сигналов, каналы телеметрии GSM/Fiber optic, сервер сбора и обработки полученных данных.

c) Уровень обработки информации и выдачи исполнительной команды.

Данный уровень управления обеспечивает интеграцию всей системы в единую инфраструктуру энергосистемы. Уровень обработки информации обрабатывает данные, полученные от датчиков, и управляет работой исполнительных механизмов. Здесь находятся микроконтроллеры и специализированные процессорные модули, выполняющие алгоритмы управления качеством электроэнергии. Примеры устройств данного уровня включают: серверы приложений, базы данных и интерфейсы взаимодействия с пользователями.

Функциональность уровня охватывает: централизованный мониторинг состояния сети, анализ ретроспективных данных и формирование отчетов, удаленное администрирование и настройка параметров системы, интеграцию с корпоративными системами коммерческого учета электрической энергии и планирования ремонтов.

Таким образом контроллеры уровня обработки информации отвечают за реализацию стратегии управления качеством электроэнергии, такую как компенсация реактивной мощности, переключения ответвлений обмоток трансформатора, перераспределение нагрузок на отдельных участках, фильтрация гармоник и стабилизация частоты.

IV. ПРИНЦИП РАБОТЫ АРХИТЕКТУРЫ

Работа архитектуры основана на циклическом процессе сбора данных, обработки информации и реализации управляющих воздействий.

Процесс последовательной работы выглядит следующим образом: сбор данных, обработка данных, принятие решений, исполнение команд, мониторинг результата.

Такой подход позволяет поддерживать высокое качество электрической энергии даже в условиях значительных нагрузок и колебаний параметров сети.

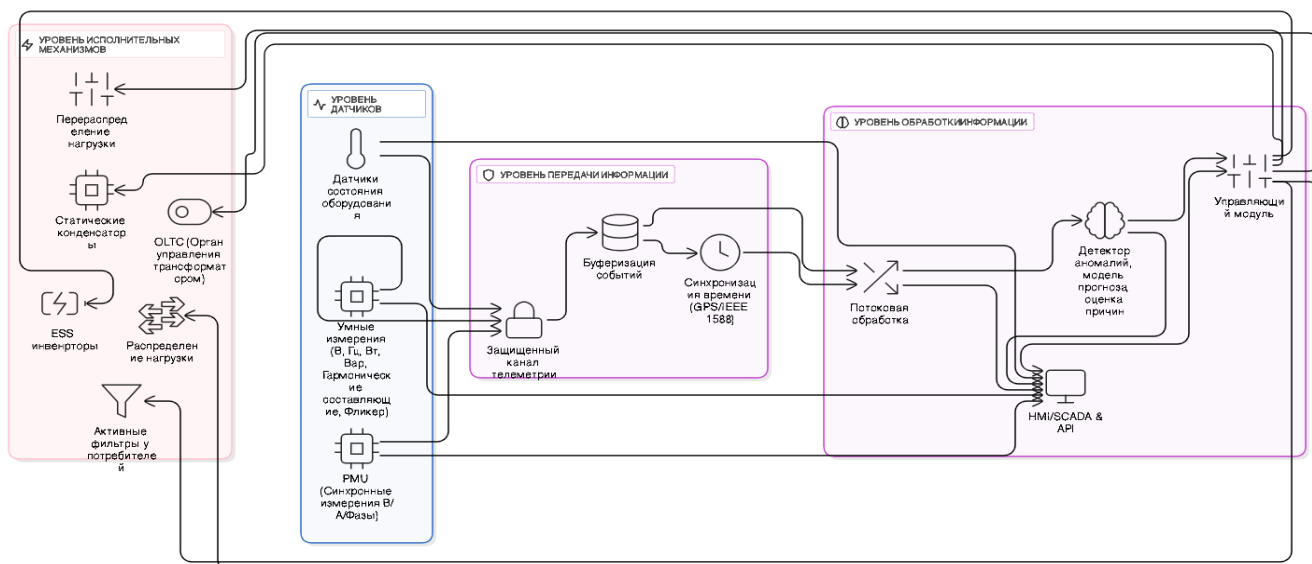


Рис. 1. Архитектура модуля управления качеством электрической энергии

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Предлагаемая архитектура обладает рядом преимуществ, обеспечивающих эффективное управление качеством электроэнергии:

- **Высокая точность измерений:** использование современных цифровых технологий повышает точность оценки параметров сети, и позволяет строить динамическую систему управления

- **Быстрая реакция на изменения:** автоматизация процессов сокращает время реагирования на изменения состояния оборудования электрической сети и снижения вероятности возникновения дефектов по причинам ухудшения качества электрической энергии.

- **Экономичность эксплуатации:** снижение общих затрат на компенсацию реактивной мощности благодаря оптимизации настроек компенсаторов реактивной мощности и фильтров гармоник, а также снижение эксплуатационных расходов на содержание и ремонт оборудования за счет снижения деградации изоляционных материалов от некачественной электрической энергии

- **Повышение надежности оборудования:** поддержание требуемого качества электроэнергии продлевает срок службы подключенного оборудования.

- **Соответствие стандартам:** соблюдение требований стандартов качества электрической энергии способствует снижению штрафов и повышению имиджа компании среди потребителей.

- **Повышение удовлетворенности потребителей:** Достигается за счет локальной управляемости показателями качества передаваемой электрической энергии, а также повышение доверия к сетевым компаниям за счет улучшения репутации на внутреннем рынке электрической энергии

Экономический эффект от внедрения данной архитектуры достигается за счет снижения дополнительных потерь электрической энергии обусловленных ухудшением качества электрической энергии, а также повышением эксплуатационной эффективности и стабильности характеристик качества электрической энергии у потребителя.

Обеспечение качества электрической энергии требует перехода от реакционного локального подхода к проактивной, интеллектуальной модели управления, сочетающей мониторинг, прогнозирование, локальную автоматику и централизованную координацию действий. Это повысит устойчивость сети, снизит экономические риски и обеспечит базу для дальнейшей интеграции распределённых ресурсов.

Список литературы

- [1] Ахметшин А.Р. Мероприятия по увеличению пропускной способности линий электропередачи в распределительных сетях 10 кВ / А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2011. № 5–6. С.
- [2] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — Введ. 2014.07.01. — М. : Стандартин-форм, 2013. - 10 с.
- [3] Сапунов М. Вопросы качества электрической энергии. [Электронный ресурс]: Новости электротехники 2001 г. № 4, 5. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2001/10/03.php> (дата обращения: 24.10.2025).
- [4] Дзюба М.А., Сафонов В.И. Вклад питающей сети и промышленного предприятия в качество электроэнергии в точке поставки электроэнергии // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2022. Т. 20. №3. С. 147-154. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2022-20-3-147-154>
- [5] Садров Д.Р. Анализ фундаментальных показателей качества электрической энергии в соответствии с признанными стандартами // Вестник науки № 6 (87) том 2. С. 2361 - 2368. 2025 г. ISSN 2712-8849 // Электронный ресурс: <https://www.вестник-науки.pf/article/24171> (дата обращения: 09.10.2025).

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЦЕЛЯХ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Захаров В.О., Кинденкова И.С.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск
Смоленск, Россия
e-mail: vitaliy.zakharov.303@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Использование накопителей электрической энергии в электроэнергетических системах способствует значительному повышению качества управления их электрическими режимами и улучшает экономические показатели их функционирования.

Материалы и методы: проведен анализ актуальности применения системы накопления электрической энергии в целях противоаварийного управления.

Результаты: В докладе сделан краткий обзор основных типов накопителей, находящихся на различных стадиях разработки и внедрения. Представлены основные характеристики накопителей, использующиеся при сравнении различных технологий накопления энергии с точки зрения их применимости в электроэнергетике. Определены возможные области применения накопителей для регулирования установившихся и переходных режимов в электроэнергетических системах и, в частности, в ЕЭС России.

Выводы: Технологии накопления энергии развиваются высокими темпами, накопители энергии находят все более широкое применение в практике регулирования и управления режимами электроэнергетических систем, повышая надежность электроснабжения потребителей.

Ключевые слова: электрохимические аккумуляторные батареи, роторные накопители, накопители на сжатом воздухе, сверхпроводниковые накопители, суперконденсаторы, режимное управление, противоаварийное управление.

STUDY OF THE POSSIBILITY OF USING AN ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEM FOR EMERGENCY CONTROL

Vitaly Zakharov, Inna Kindenkova
Smolensk branch of Moscow Power Engineering Institute
Smolensk, Russia
e-mail: vitaliy.zakharov.303@mail.ru

Abstract

Background: The use of electrical energy storage devices in electric power systems contributes to a significant improvement in the quality of control of their electrical modes and improves the economic performance of their operation.

Materials and methods: An analysis of the relevance of using an electrical energy storage system for emergency management purposes was conducted.

Results: This report provides a brief overview of the main types of storage devices at various stages of development and implementation. It presents key storage characteristics used to compare various energy storage technologies in terms of their applicability to the electric power industry. Possible areas of application of storage devices for regulating steady-state and transient modes in electric power systems and, in particular, in the Unified Energy System of Russia have been identified.

Conclusions: Energy storage technologies are developing at a rapid pace, energy storage devices are finding ever wider application in the practice of regulating and managing the modes of electric power systems, increasing the reliability of electricity supply to consumers.

Key words: Electrochemical batteries, rotary storage devices, compressed air storage devices, superconducting storage devices, supercapacitors, regime control, emergency control.

1. ВВЕДЕНИЕ

Использование накопителей электрической энергии в электроэнергетических системах (ЭЭС) открывает новые перспективы повышения качества управления режимами и

улучшения экономических показателей функционирования ЭЭС. Стоимость таких устройств достаточно высока, однако, они постепенно внедряются и используются для регулирования как установившихся, так и переходных режимов.

На протяжении долгих лет в качестве накопителей энергии использовались гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС). Несмотря на преимущества ГАЭС, их строительство ограничивается наличием бассейнов воды, разнесенных по высоте на десятки метров, либо значительными капиталовложениями при искусственном их создании. В последнее время для накопления энергии стали все шире применяться новые типы накопителей – электрохимические аккумуляторные батареи, роторные накопители, накопители на сжатом воздухе, сверхпроводниковые накопители, суперконденсаторы. Достаточно высокая стоимость накопителей, которая с каждым годом постепенно уменьшается, компенсируется большим рядом преимуществ, получаемых при их применении:

- уменьшение объемов строительства дополнительных элементов передающих и распределительных сетей путем оптимизации потокораспределения;
- получение дополнительных быстродействующих средств регулирования режима, поставляемых на рынок системных услуг;
- обеспечение интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему;
- повышение надежности электроснабжения ответственных потребителей;
- другими преимуществами технического или экономического характера.

II. ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАКОПИТЕЛЕЙ

При сравнении различных технологий накопления энергии с точки зрения их применимости в электроэнергетике используют различные характеристики накопителей, определяемые их физическими свойствами. К таким характеристикам относятся: мощность, энергоёмкость, время отклика, время разряда.

Одна из важных характеристик - плотность мощности и энергии, имеют большое значение при транспортировке накопителей или в случае передвижных накопителей. Плотность определяется величинами мощности и энергии, приходящимися на единицу веса накопителя.

Определение энергоёмкости системы накопления энергии (СНЭ) регламентировано ГОСТ Р 58092.1-2018[1] — национальным стандартом Российской Федерации «Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения». В стандарте отмечено, что нормированная энергоёмкость – значение содержания доступной для использования энергии СНЭЭ, заложенное при проектировании для условий длительной работы, и рассчитывается по формуле (1).

$$E_{\text{норм}} = \frac{E_{\text{треб.СНЭЭ}\uparrow}}{\eta_{\text{СНЭЭ}}} + E_{\text{треб.СНЭЭ}\downarrow}, \quad (1)$$

где, $E_{\text{треб.СНЭЭ}\uparrow}$, $E_{\text{треб.СНЭЭ}\downarrow}$ – энергоёмкость, которая требуется системе накопления электрической энергии для повышения или понижения параметров сети;

$\eta_{\text{СНЭЭ}}$ – КПД СНЭЭ на разряд (о.е.).

Для систем накопления энергии рассчитывают оптимизированное значение установленной энергоёмкости исходя из совокупности технических и экономических требований с учётом особенностей применяемой

подсистемы накопления определяют установленную энергоёмкость без учета деградации:

$$E_{\text{уст}}^{\text{без дегр}} = \frac{E_{\text{норм}}}{(CЭ_{\text{макс}} - CЭ_{\text{мин}})/100}, \quad (2)$$

где, $CЭ_{\text{макс}}$, $CЭ_{\text{мин}}$ – степени энергосодержания, соответствующие верхнему и нижнему диапазону глубины разряда (90% и 10% соответственно – значения определяются типом подсистемы накопления) [2].

А также определяют установленную энергоёмкость с учетом деградации:

$$E_{\text{уст}}^{\text{с дегр}} = \frac{E_{\text{уст}}^{\text{без дегр}}}{(100 - \Delta E_{\text{СНЭЭ}}^{\text{дегр}})/100}, \quad (3)$$

где: $\Delta E_{\text{СНЭЭ}}^{\text{дегр}}$ – степень деградации СНЭЭ в течение жизненного цикла (принято равным 20%).

На рис.1 изображены пороговые значения степеней энергосодержания систем накопления энергии.

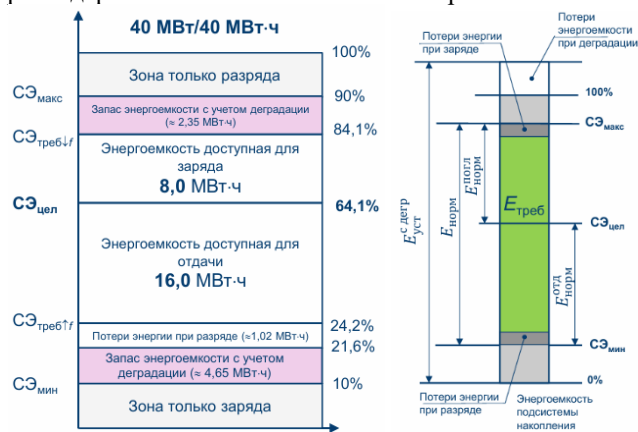


Рис1. Пороговые значения энергосодержания СНЭ

III. ВОЗМОЖНЫЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ В ПРОТИВОАВАРИЙНОМ УПРАВЛЕНИИ

Так как СНЭ обладают достаточно значительным быстродействием и в целом многофункциональны, то разумно использовать системы накопления энергии в качестве средства противоаварийного управления. Когда происходит возникновение аварийной ситуации, то по сигналам от традиционной системы противоаварийной автоматики (ПА) СНЭ способна воздействовать на процессы в энергосистеме, выдавая или потребляя активную или реактивную мощность со временем отклика около 5 мс. При этом «штатная» ПА энергосистемы должна дублировать возложенные на СНЭ функции, в качестве резервной автоматики. В общем и целом, система ПА становится более эффективной и надёжной за счёт дополнительных возможностей по влиянию на режимные параметры [3].

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется с помощью применения таких видов противоаварийной автоматики (ПА), как: автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), автоматики ликвидации асинхронных режимов (АЛАР), автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ), автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ), автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН), автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой следующими видами управляющих воздействий (УВ): кратковременная

(импульсная) (КРТ) и длительная разгрузка (ДРТ) энергоблоков ТЭС и АЭС, отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки потребителей электрической энергии (ОН), деление энергосистемы на несинхронно работающие части; автоматическая загрузка генераторов (АЗГ), электрическое торможение (ЭТ), изменение топологии электрической сети; изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

Поставка активной мощности накопителем в энергосистему может эффективно применяться в качестве управляющего воздействия для таких видов ПА, как АПНУ, АОСЧ, АОСН, АОПО. В таком случае накопители полностью заменяют или сокращают объем таких управляющих воздействий, как: отключение нагрузки потребителей электрической энергии и автоматической разгрузки генераторов.

АОСЧ предотвращает недопустимое снижение частоты и полное погашение энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, обеспечивая устойчивую работу генерирующего оборудования и нагрузки.

Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяют на устройства: автоматического частотного ввода резерва (АЧВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР), дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), частотной делительной автоматики (ЧДА), частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) [4].

Накопители могут применяться при работе АЧВР, АЧР и ДАР. В случае АЧВР накопитель может полностью заместить резерв или компенсировать его часть. В случае АЧР или ДАР накопитель позволит сократить или полностью заместить объем отключаемой нагрузки.

АОСН предотвращает снижение напряжения, недопустимое по условиям устойчивости генерирующего оборудования и нагрузки.

В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния компенсаторов реактивной мощности или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии. В случае, если УВ

предусматривает отключение нагрузки, накопители могут полностью заместить или компенсировать часть отключаемой нагрузки.

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОПО) предотвращает недопустимую по величине и длительности токовую нагрузку ЛЭП и оборудования и реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы.

В случае реализации АЗГ накопитель может исключить АЗГ или уменьшить ее объем, в случае ОН – заместить полностью отключаемой нагрузки или компенсировать часть отключаемой нагрузки.

IV. ВНЕДРЕНИЕ СНЭ В СИСТЕМУ АОПН С КОНТРОЛЕМ РЕСУРСА ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В зависимости от того, какой в системе уровень перенапряжения, в действие приводятся различные технические мероприятия, которые направлены на ликвидацию данного перенапряжения. При отказе технических мероприятий данной ступени приводятся в действие технические мероприятия следующей ступени. Решение о вводе в действие технических мероприятий следующей ступени принимается на основе контроля успешности технических мероприятий данной ступени (рис.2).

В настоящее время существует способ формирования цифровой системой АОПН управляющих воздействий, который основан на непосредственной оценке остаточного ресурса изоляции высоковольтного оборудования и использования диаграммы расхода остаточного ресурса электрической изоляции [5]. Контроль успешности технических мероприятий данной ступени осуществляется по уровню остаточного ресурса. Это позволяет повысить гибкость применения технических мероприятий.

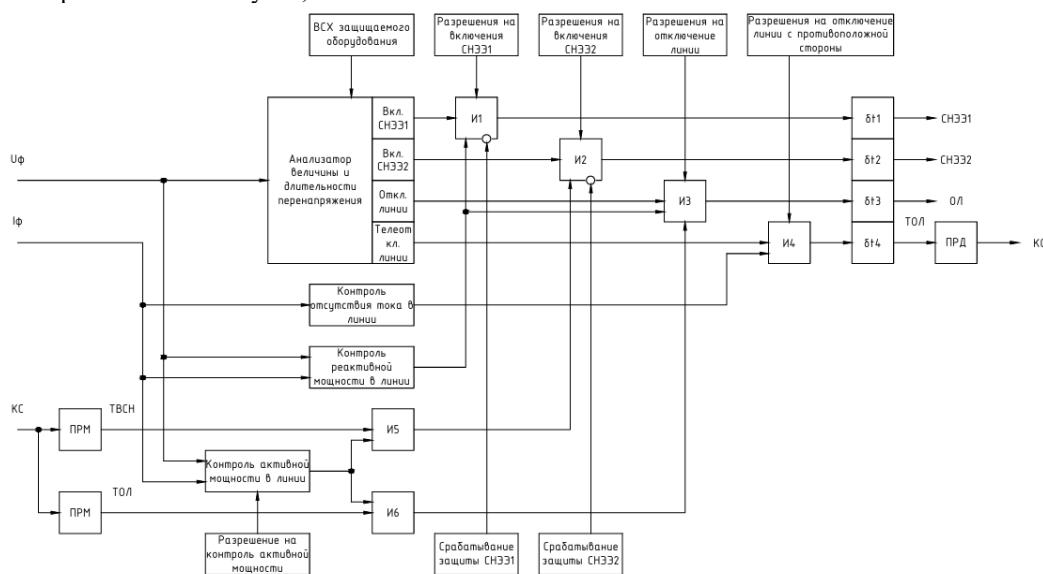


Рис. 2. Структурная схема функционирования устройства АОПН

В данном способе учет расхода ресурса изоляции осуществляется согласно ВВХ защищаемого

оборудования, благодаря чему интенсивность расхода ресурса изоляции полностью согласуется с текущим

уровнем перенапряжения. Это позволяет вводить технические мероприятия следующей ступени в действие вовремя, не допуская ни преждевременного приведения их в действие (исключая недоиспользование ресурсов электрооборудования), ни их запаздывания (предотвращая повреждение оборудования).

На рис.3 показаны две структуры СНЭЭ на базе аккумуляторов (АКБ) или суперконденсаторов и ее

основные подсистемы с разными вариантами подключение к ЭЭС. Для управления работой СНЭЭ создается многоуровневая система, которая включает: нижний уровень – автоматизированная система управления (АСУ) модуля секции, средний уровень АСУ секции СНЭЭ, - верхний уровень.

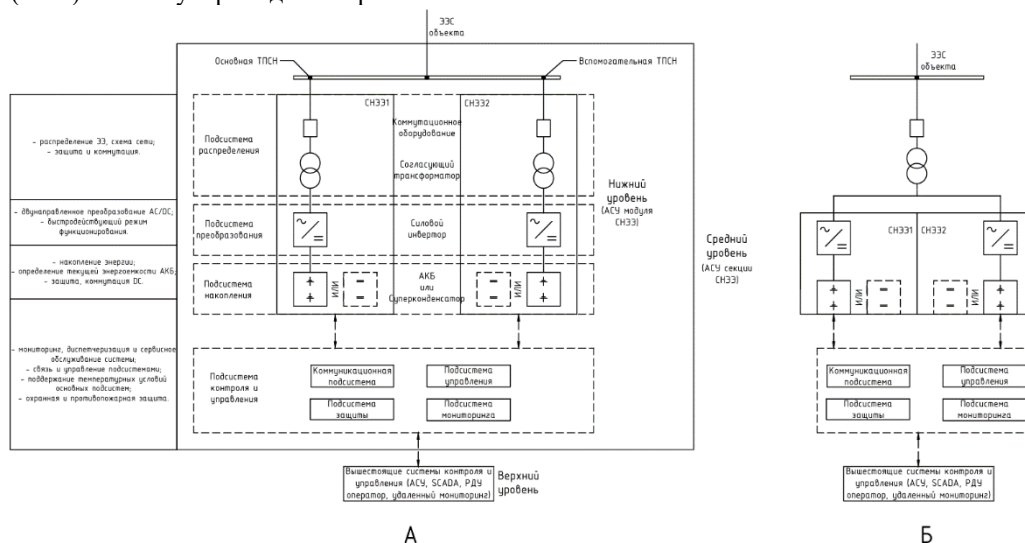


Рис.3. Архитектура СНЭЭ: а) с двумя типами ТПСН, б) с одним типом ТПСН

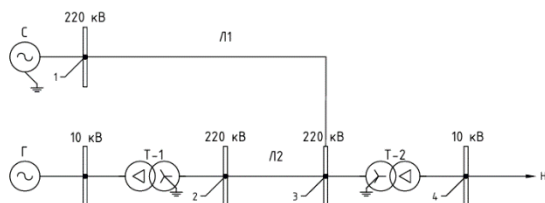


Рис. 4. Возможные точки подключения СНЭЭ к электрической сети

Для анализа возможных точек подключения СНЭЭ рассматривается схема ЭЭС, приведенная на рис.4 отображающая процесс передачи и распределения электрической энергии от источников до точек потребления. В данных точках подключения улучшается следующие показатели: системная надежность, режимная и балансная, Надежность электроснабжения.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современном мире технологии накопления энергии развиваются очень высокими темпами, накопители энергии находят все более широкое применение в практике регулирования и управления режимами электроэнергетических систем. Анализ международного опыта показывает, что крупномасштабные СНЭЭ получают все большее распространение и активно применяются вместо традиционной генерации, при этом успешно решая задачи быстродействующего регулирования частоты.

Российский опыт применения системы накопления электроэнергии находится в стадии становления, делается акцент на пилотных проектах и технологическом тестировании. В долгосрочной перспективе ожидается увеличение их роли для повышения энергетической устойчивости, интеграции возобновляемых источников и оптимизации работы электросетей. Применения СНЭЭ в целях противоаварийного управления характеризуется

постепенным развитием и совершенствованием технологий, а также адаптацией международных стандартов к национальным условиям.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 58092.1 – 2018. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и опре деления. Введен 01.03.2019. М.: Стандарт информ, 2018. 54 с.
- [2] Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным на грузочным диаграммам [The method of selecting the parameters of the energy storage devices with an abrupt variable load] / В.М. Зырянов, Н.Г. Ки рьянова, Г.А. Пранкевич, Д.Ю. Балуев // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 5. С. 105–114.
- [3] Эффективность применения накопителей энергии в автономных энергосистемах с резкопере менной нагрузкой / В.А. Алемасов, Д.И. Баранов, М.Д. Бимуханов, В.М. Зырянов, А.Б. Мосиенко // Научные проблемы транспорта Сибири и Даль него Востока, 2007. № 2. С. 113–120.
- [4] СТО 56947007-33.040.20.123-2012. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА). – ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», 2012. – 71 с.
- [5] Овчаренок Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Н.И. Овчаренко; под ред. чл.-кор. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.: ил.

ПОРТАЛ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Исаев Р.С.
АО «СО ЕЭС»
Москва, Россия
e-mail: Rodya.Isaev@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Возросшее количество участников и объем используемых исходных данных при формировании схемы и программы развития электроэнергетических систем России и генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (далее – ДПР), а также в связи необходимостью проведения общественных обсуждений ДПР в рамках новой системы перспективного планирования электроэнергетики, определяемой Федеральным законом от 11.06.2022 № 174-ФЗ, возникла потребность упорядочивания деловых процессов в этой области. Решением данного вопроса может стать цифровая трансформация процессов формирования ДПР.

Материалы и методы: Использовались методы структурирования данных и структурные методы алгоритмизации.

Результаты: Разработан удобный цифровой инструмент для проведения публичных общественных обсуждений ДПР.

Выводы: ППР позволяет обеспечить консолидацию деловых процессов на одной площадке и повысить прозрачность процедур формирования ДПР, обеспечивая открытый доступ к публикуемой информации.

Ключевые слова: портал перспективного развития электроэнергетики, ЕСИА.

PORTAL FOR PROSPECTIVE DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER INDUSTRY

Rodion Isaev
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Moscow, Russia
e-mail: Rodya.Isaev@yandex.ru

Abstract

Status of the issue: The increased number of participants and the volume of initial data used in the development of the scheme and program for the development of Russia's electric power systems and the general scheme for the placement of electric power facilities (hereinafter referred to as the Development Plan), as well as the need to conduct public discussions on the Development Plan as part of the new system for long-term planning of the electric power industry, as defined by Federal Law No. 174-FZ of June 11, 2022, have led to the need to streamline business processes in this area. The solution to this issue may be found in the digital transformation of the processes involved in the development of the Development Plan.

Materials and methods: Data structuring methods and structural methods of algorithmization were used.

Results: A convenient digital tool for conducting public discussions on the DPR has been developed.

Conclusions: The PRP allows for the consolidation of business processes on a single platform and increases the transparency of PRP formation procedures by providing open access to published information.

Keywords: portal for the prospective development of the electric power industry, ESIA.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для улучшения взаимодействия при формировании схемы и программы развития электроэнергетических систем России и генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (далее – ДПР) АО «СО ЕЭС» разрабатывается информационная система Портал перспективного развития электроэнергетики в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее – ППР). ППР формируется АО «СО ЕЭС» в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (далее – Правила разработки ДПР).

II. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕСИА

Представители субъектов электроэнергетики (организаций) выполняют вход на ППР с помощью Единой системы идентификации и аутентификации (далее – ЕСИА). Присоединение ППР к ЕСИА одобрено Протоколом заочного голосования членов президиума Правительственной комиссии по цифровому развитию, использованию информационных технологий для улучшения качества жизни и условий ведения предпринимательской деятельности от декабря 2024 № 49 пр.

ППР, используя ЕСИА, приобрел следующие возможности ППР:

- использовать достоверную информацию о пользователях, выполнивших вход на ППР;
- извлекать данные об организациях и пользователях, необходимые для формирования ДПР, в том числе устанавливать принадлежность пользователя к организации, его полномочия и вид деятельности организации;
- пользователям находится в единой цифровой среде (получение упрощенной процедуры входа);
- определять права доступа пользователя ППР с помощью распределения персонала организации в соответствующие группы доступа в ЕСИА;
- повысить уровень безопасности и надежность.

III. ДОСТУПНЫЕ ФУНКЦИИ ППР

На ППР предусмотрен доступ к функциям в зависимости от роли пользователя, определяемой по результатам авторизации с помощью ЕСИА. Доступные функции для пользователей, представляющие организации, представлены в таблице I.

Таблица I. Доступ организаций

Группа доступа	Описание доступных функций
Администратор	Разграничение прав доступа сотрудников организации, подписанию и подаче заявок на получение доступа к формам предоставления информации
Утверждающие	Размещение установленных форм предоставления информации, их подписанию и направлению в АО «СО ЕЭС»
Исполнители	Только заполнение на ППР установленных форм предоставления информации
Участники общественного обсуждения	Участие в общественном обсуждении проектов ДПР посредством направления замечаний и предложений к соответствующим проектам

Без авторизации на ППР любым лицам доступен просмотр информации по вопросам планирования перспективного развития электроэнергетики, предусмотренной Правилами разработки ДПР.

IV. АЛГОРИТМИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНАЛА ППР

Доступный функционал и процедура входа на ППР для представителей организаций представлен на рис. 1.

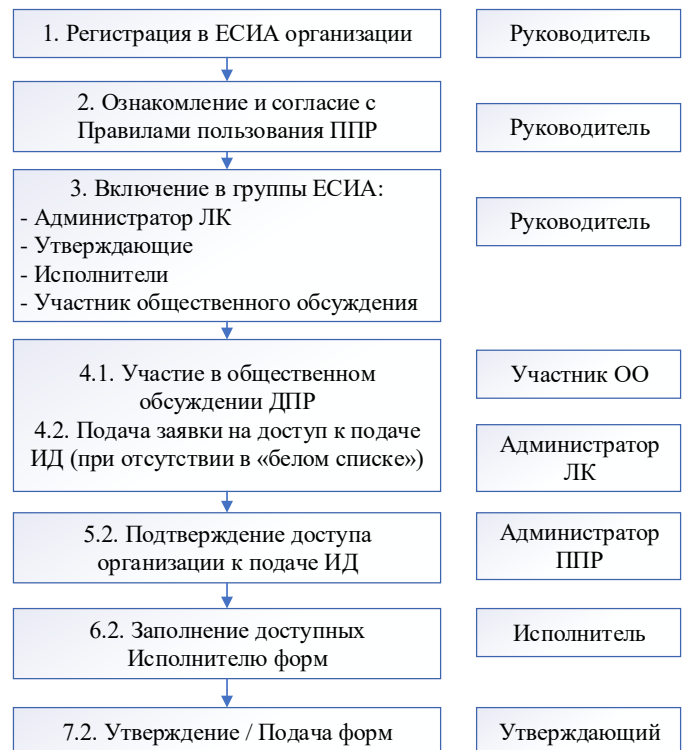


Рис. 1. Процедура входа на ППР для представителей организаций

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Создан удобный цифровой инструмент проведения общественных обсуждений ДПР, использующий авторизацию пользователей с помощью ЕСИА, в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В целях апробации функционала общественного обсуждения и процедуры рассмотрения уполномоченными ОИВ проекта СиПР ЭЭС России в 2025 году успешно проведено пилотное тестирование ППР с участием представителей 4 ОИВ и 4 организаций. В 2025 году впервые с использованием ППР проведено общественное обсуждение и процедура рассмотрения уполномоченными ОИВ проекта СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы. По результатам проведения общественного обсуждения получено 742 предложения по доработке от 31 организации и 25 физических лиц, из которых 35,1 % учтено или учтено частично в доработанном проекте СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы. На ППР размещен СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы, утвержденные приказом Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553.

Список литературы

- [1] Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.
- [2] Правила пользования Порталом перспективного развития электроэнергетики АО «СО ЕЭС», утвержденные Первым заместителем Председателя Правления С.А. Павлушко от 02.07.2025.
- [3] Протокол заочного голосования членов президиума Правительственной комиссии по цифровому развитию, использованию информационных технологий для улучшения качества жизни и условий ведения предпринимательской деятельности от 12.2024 № 49 пр.

РОЛЬ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ БЫТОВОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ. ОБЗОР ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА

Карташова Е.Э.

ФГБОУ ВО «Кузбасский Государственный Технический Университет имени Т.Ф. Горбачева»

Кемерово, Россия

e-mail: Lizakartaschova2000@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Актуальность проблемы обусловлена растущим спросом на электроэнергию, цифровизацией и ограниченными ресурсами существующих энергосистем, что приводит к риску дефицита. Многие компоненты топливно-энергетического комплекса требуют модернизации. В развитых странах оптимизация нагрузок зданий с помощью систем накопления электрической энергии прогрессирует благодаря развитию технологий и совершенствованию законодательства.

Материалы и методы: Методология включала сравнительный анализ нормативно-правовой базы, мер государственной поддержки (субсидии, налоговые льготы, тарифные системы) и практических эффектов от внедрения СНЭЭ в семи странах: Германии, Великобритании, Франции, США, Канаде, Китае и Японии. Анализ проводился по единой схеме: краткое положение, нормативная база, методы поддержки и эффекты, выводы по каждой стране.

Результаты: Сравнительный анализ выявил различные модели внедрения СНЭЭ, установлены положительные эффекты: снижение пиковых нагрузок и рост энергетической автономности. Ключевые тенденции заключаются в комбинациях регулирования, поддержки, рыночных механизмов и цифровизация. Основные барьерами стали стоимость технологий и недостаточная развитость механизмов для бытового сектора.

Выводы: Исходя из использования СНЭЭ в рамках оптимизации электрической нагрузки и установки «за счетчиком» в развитых странах-лидерах отрасли хранения электрической энергии, наибольший рост замечен при возможности участия в торгах на рынке электроэнергии. Значительное развитие устойчивости энергосистемы ожидается при функционировании систем хранения на стороне потребителя, что подтверждает усиленная поддержка со стороны правительств — субсидии, дотации, льготы. Стремление потребителей повысить независимость и снизить расходы, должно быть контролируемо государственными органами, но не быть искоренено полностью. На примере стран Европы, Америки и Азии, можно убедиться в важности формирования положений взаимодействия со СНЭЭ на законодательном уровне.

Ключевые слова: системы накопления электрической энергии, бытовой потребитель, оптимизация электрических нагрузок.

THE ROLE OF ENERGY STORAGE SYSTEMS IN ENSURING STABILITY AND RELIABILITY OF ENERGY SUPPLY TO RESIDENTIAL CONSUMERS. A REVIEW OF INTERNATIONAL EXPERIENCE

Elizaveta Kartashova

T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

Kemerovo, Russia

e-mail: Lizakartaschova2000@yandex.ru

Abstract

Background: The urgency of the problem is driven by growing demand for electricity, digitalization, and the limited resources of existing energy systems, leading to the risk of shortages. Many components of the fuel and energy complex require modernization. In developed countries, optimization of building loads using electrical energy storage systems is progressing thanks to technological advances and improved legislation.

Materials and Methods: The methodology included a comparative analysis of the regulatory framework, government support measures (subsidies, tax incentives, tariff systems), and the practical effects of implementing EESS in seven countries: Germany,

the UK, France, the US, Canada, China, and Japan. The analysis followed a uniform framework: a summary of the situation, the regulatory framework, support methods and effects, and conclusions for each country.

Results: The comparative analysis identified various EESS implementation models and established positive effects: reduced peak loads and increased energy autonomy. Key trends include a combination of regulation, support, market mechanisms, and digitalization. The main barriers were the cost of the technology and the insufficient development of mechanisms for the residential sector.

Conclusions: Based on the use of ESS for load optimization and behind-the-meter installations in developed countries leading the electricity storage industry, the greatest growth is seen with the opportunity to participate in electricity market bidding. Significant improvements in energy system resilience are expected with the operation of consumer-side storage systems, as evidenced by increased government support through subsidies, grants, and incentives. Consumers' desire to increase independence and reduce costs should be monitored by government agencies, but not completely eradicated. The examples of countries in Europe, America, and Asia demonstrate the importance of developing legislative provisions for interaction with energy storage systems.

Key words: electric energy storage systems, residential consumers, electrical load optimization.

I. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы применения систем накопления электроэнергии в работе низковольтных энергосистем обусловлена потребностью в оптимальном распределении энергоресурсов и растущим спросом на электричество. С увеличением спроса, вероятность возможного дефицита электроэнергии возрастает. Согласно «Стратегии развития электроэнергетики РФ до 2035 года», прогнозируемый рост электропотребления страны к 2035 году составит до 25% относительно уровня 2020 года, что создает риски возникновения дефицита в отдельных регионах, особенно в часы пиковых нагрузок [2].

Тенденция цифровизации приводит к возрастанию активного потребления электроэнергии. По оценкам «International Energy Agency», потребление электроэнергии центрами обработки данных и системами передачи данных к 2026 году может увеличиться более чем на 50% по сравнению с 2021 годом. Увеличение числа потребителей энергоресурсов в целом, и электроэнергии в частности, приводит к повышенному спросу, что превышает сложившиеся возможности существующих энергосистем. Множество составляющих топливно-энергетического комплекса имеют ограниченные ресурсы запаса мощности и требуют модернизации [5].

В развитых странах оптимизация электрических нагрузок, с целью снижения пиков потребления и обеспечения резервного питания для жилых и общественных зданий с помощью систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) прогрессирует, чему способствует непрерывно развивающиеся технологии и совершенствование законодательства.

II. ОПЫТ ЕВРОПЕЙСКИХ СТРАН

Германия является лидером по внедрению систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) для оптимизации нагрузки бытовых потребителей, что достигнуто благодаря строгому регулированию нормативно-правовой базы. Обязательный энергетический паспорт здания, требования к новым строениям и правило 20% энергии от возобновляемых источников для бытового потребления

обеспечили снижение пикового потребления на 15–20%. К 2030 году планируемая потребность в накопителях оценивается в 8,4 ГВт, а переход к углеродной нейтральности прогнозируется к 2045 году. Рост популярности СНЭЭ в сочетании с ВИЭ повышает энергетическую независимость потребителей.

Великобритания демонстрирует гибкий инновационный подход, основанный на рыночных механизмах, дифференцированных тарифах и использовании электромобилей для экономии и резервирования. Хотя страна не лидирует по масштабам внедрения СНЭЭ, комбинация финансовой поддержки и гибкого регулирования создает устойчивую экосистему для их развития, что может служить моделью для децентрализации энергосистемы.

Франция занимает лидирующие позиции в Европе по внедрению накопителей в сочетании с солнечной генерацией, особенно в рамках «коллективного самопотребления». Ключевыми драйверами являются государственные субсидии, гибкие тарифные системы и строгие экологические стандарты. Комплексный подход, сочетающий регулирование, финансовую поддержку и инновационные бизнес-модели, обеспечил снижение нагрузки на сеть, рост энергоавтономности домохозяйств и значительную экономию, хотя для массового внедрения требуется дальнейшее удешевление технологий [4].

III. АНАЛИЗ США И КАНАДЫ

Соединенные Штаты Америки развивают системы накопления энергии с ориентацией на промышленные масштабы, параллельно адаптируя европейский опыт в бытовом и коммерческом секторах. Стимулирующими факторами выступают развитая нормативная база, налоговые льготы и региональные программы, способствующие развитию децентрализованной энергетики на основе виртуальных электростанций. Ключевыми особенностями являются создание комплексной системы управления данными СНЭЭ, внедрение автоматизированной диспетчеризации, а также возможность торговли электроэнергией и конкуренции накопителей с традиционной генерацией.

Канада демонстрирует сбалансированную модель, сочетающую федеральные налоговые льготы с провинциальными программами для учета региональных особенностей энергопотребления. Достигнутыми эффектами стали снижение сетевой нагрузки, экономия затрат и рост доли возобновляемых источников энергии,

хотя отсутствие единой правовой базы требует дальнейшей гармонизации мер поддержки [6].

Сводная информация по всем странам представлена в таблице 1.

Таблица 1. ОБЗОР ОПЫТА ВЕДУЩИХ СТРАН В ОБЛАСТИ СНЭЭ

Страны	Ведущие стандарты и постановления	Ключевые методы поддержки	Выводы и эффекты
Германия	1.1.1 Стандарт «ЕН 55», ранее «KfW 55» потребление энергии новыми домами ограничено 55 процентами по сравнению с типовым зданием. 1.1.2 Постановление о технологиях энергосберегающей теплоизоляции и энергосберегающих систем в зданиях «EnEV». 1.1.3 «ЕЕG» закон о возобновляемых источниках энергии, стимулирующий установку СНЭЭ и солнечных панелей.	1.2.1 Субсидии в рамках стандарта «KfW». 1.2.2 Проект «SonnenCommunity», объединяющий потребителей в единую сеть. 1.2.3 Оборудование общественных зданий в площадки для внедрения проектов по оптимизации электрической нагрузки.	Лидерство внедрения СНЭЭ. Компенсация до 30% стоимости СНЭЭ, введение льготных тарифов. Снижение пикового потребления достигло 15-20%, по данным на 2024 год.
Великобритания	2.1.1 «SEG» – обязательство покупать излишки энергии у домохозяйств. 2.1.2 «Intelligent Octopus» ночные тарифы в 3 раза ниже дневных. 2.1.3 «FHS» стандарта будущего жилого фонда, обязательная интеграция СНЭЭ и ВИЭ.	2.2.1 «Home Battery Scheme» грантовая программа за полезные емкости аккумуляторной системы. 2.2.2 «Flexibility Programme» стимулированию участия зданий в управлении спросом с помощью СНЭЭ с помощью выделенного фонда.	Гибкий и инновационный подход, ставка на рыночные механизмы. Возможность получения гранта в размере 400 долларов США за киловатт-час полезной емкости аккумуляторной системы. На финансирование технико-экономических обоснований 44 проектов, выделено 5,8 млн фунтов стерлингов.
Франция	3.1.1 «RE2020» требует снижения углеродного следа новых зданий за счет СНЭЭ и ВИЭ. 3.1.2 Закон о энергопереходе «Loi de Transition Énergétique 2015» правовая основа для коллективного самопотребления. 3.1.3 «TURPE» предусматривает льготные сетевые тарифы для объектов со СНЭЭ, участвующих в балансировке сети.	3.2.1 «Plan de Relance 2030» выделяет средства для компенсации установки накопителей в жилом секторе. 3.2.2 «MaPrimeRenov» – грантовая программа. 3.2.3 «CEE» обязывает энергокомпании финансировать энергоэффективные решения, в том числе накопители.	Комплексный подход, регулирование, финансовая поддержка, инновационные бизнес-модели. 30 млрд. евро на энергопереход, отдельные гранты до 10 тыс. евро. Развитие направления «коллективного самопотребления» привело к снижению зависимости от сети на 60%, экономия 35%.
США	4.1.1 «Building Energy Codes» устанавливает требования к энергоэффективности зданий, включая рекомендации по использованию СНЭЭ. 4.1.2 «SGIP» регламентируют субсидии для компенсации установки накопителей в жилом секторе. 4.1.3 «REV» – стимулирование создания правил рынка электроэнергетики.	4.2.1 «Federal Tax Credits» частично покрывает затраты на установку накопителей. 4.2.2 «Виртуальная энергосеть Tesla» объединила 50 000 домов. 4.2.3 «Energy Policy Act», подразумевает налоговые кредиты для частных и коммерческих объектов, устанавливающих накопители.	Федеральная система управления, общие рамки на национальном уровне, реализация – штатами. Субсидии до 30% стоимости накопителей. Сокращение срока окупаемости проектов СНЭЭ до 5–7 лет. Местами обеспечен доход владельцам накопителей до 1000 долларов в год.
Канада	5.1.1 «Clean Electricity Strategy 2024» стратегия по достижению нулевых выбросов к 2035. 5.1.2 «ITC» система налоговых льгот, покрывающих затраты на установку и обслуживание накопителей. 5.1.3 «Alberta's Energy Storage Roadmap» способствует гибким тарифам в пилотных проектах, стимулируя интеграцию СНЭЭ в энергосистему.	5.2.1 Программы «Demand Response», позволяющие владельцам СНЭЭ получать доход за участие в балансировке сети.	Сбалансированный подход, федеральные льготы и региональные инициативы. Покрытие до 30% затрат на установку накопителей в жилых и коммерческих зданиях. Достижение частного снижения энергопотребления до 40%.
Китай	6.1.1 «Закон об энергосбережении» установил обязательные нормативы по оснащению общественных зданий накопителями. 6.1.2 Дифференцированные тарифы (ночные втрое ниже). Программа «FiT», гарантирующая владельцам СНЭЭ стабильные цены при продаже излишков энергии в сеть.	6.2.1 Программа «SDE++» частично покрывает затраты на установку накопителей. 6.2.2 Пилотные проекты виртуальных электростанций, объединяющих бытовые СНЭЭ в управляемые кластеры. 6.2.3 Применение AI-оптимизации совместно с накопителями.	Преимущественная ориентация на промышленных потребителей. Для бытового сектора субсидии – только при контроле со стороны диспетчера. Общественные здания должны оборудоваться СНЭЭ мощностью не менее 10% от пиковой нагрузки. В отдельных случаях достигнуто снижение энергопотребления на 35%.
Япония	7.1.1 Стандарт «ZEN» обязывает все новые дома оснащать СНЭЭ, совместно с солнечными панелями.	7.2.1 Субсидии на бытовые накопители и виртуальные электростанции в рамках «Green Growth Strategy». 7.2.2 Субсидии «ENE-FARM» на установку накопителей. 7.2.3 Льготные тарифы «FiT» для владельцев накопителей, гарантируя выкуп излишков энергии по фиксированным ценам.	Снижение зависимости от импорта энергии и рост устойчивости энергосистемы. Покрытие до 50% стоимости топливных элементов и литий-ионных накопителей для домохозяйств

IV. ОБЗОР АЗИАТСКИХ СТРАН

В странах Азии стремительный рост энергопотребления и цели углеродной нейтральности стимулируют развитие технологий накопления энергии. В Китае ежегодный прирост мощности накопителей достигает 3 ГВт, при этом на бытовой сектор приходится четверть от этого объема. Национальная стратегия сочетает обязательные стандарты оснащения зданий с финансовыми стимулами, уделяя особое внимание интеграции с возобновляемыми источниками в рамках концепции «Internet of Energy». Однако механизмы взаимодействия с бытовыми потребителями ограничены системой дифференцированных тарифов, а субсидирование осуществляется лишь при условии диспетчерского контроля и ограничения заряда в пиковые часы. Перекрестное субсидирование и заниженные тарифы для населения дополнительно снижают экономическую привлекательность СНЭЭ.

Япония демонстрирует активное внедрение накопителей в бытовом и коммерческом секторах, чему способствуют высокие тарифы на электроэнергию и амбициозные экологические цели. Развитие распределенной энергетики с акцентом на домашние накопители и электромобили направлено на снижение зависимости от импорта энергии и повышение устойчивости энергосистемы. Несмотря на достигнутые результаты, массовому распространению технологий препятствует их высокая стоимость [3].

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ политики и практики внедрения систем накопления энергии в различных странах выявил существенные различия в подходах к интеграции данных систем в энергосистемы, обусловленные специфическими экономическими, географическими и политическими условиями.

В Европе развитие распределенного хранения энергии характеризуется высокими темпами, при этом особую роль играют алгоритмы рыночных отношений и регулирования с участием СНЭЭ потребителя. Германия демонстрирует лидерство в области нормативного регулирования, применяя модель, основанную на стандартах энергоэффективности зданий в сочетании с комплексной финансовой поддержкой. Великобритания делает акцент на рыночные механизмы стимулирования и дифференцированные тарифы, что обеспечивает гибкость и адаптивность к технологическим изменениям. Французская система «коллективного самопотребления» представляет собой сбалансированную модель взаимодействия государственного регулирования и потребительской инициативы.

Соединенные Штаты достигли значительного коммерческого успеха в области бытового накопления энергии благодаря развитой рыночной среде и федеральной системе управления, сочетающей национальные рамки с региональной адаптацией. Канадский подход во многом повторяет американскую модель, но с большим акцентом на экологические аспекты и адаптацию к условиям холодного климата.

Среди азиатских стран Китай реализует масштабный государственный подход, сочетающий ориентацию на промышленные масштабы с внедрением стандартов для общественных зданий в рамках концепции «Internet of Energy». Япония делает ставку на энергонезависимость через интеграцию СНЭЭ с возобновляемыми источниками энергии, хотя высокая стоимость технологий остается существенным барьером.

Сравнительный анализ позволяет заключить, что наиболее эффективными являются подходы, комплексно сочетающие четкие нормативные требования, гибкие рыночные механизмы, масштабную финансовую поддержку и учет региональных особенностей [1].

VI. РЕКОМЕНДАЦИИ

Внедрение мирового опыта в энергосистему Российской Федерации способно стать катализатором для ускоренного развития технологий накопления энергии. Адаптация проверенных зарубежных моделей и механизмов позволяет не только решить острые проблемы оптимизации пиковых нагрузок и растущего спроса на электроэнергию, но и избежать многих ошибок, допущенных другими странами. Особый потенциал кроется в вовлечении отечественных систем накопления электроэнергии, установленных у потребителей, в рыночные механизмы.

В результате системного внедрения лучших мировых практик возникнет синергетический эффект: не только резко возрастёт инвестиционный и потребительский интерес к накопителям как к экономически выгодному активу, но и значительно повысится вероятность появления уникальных, адаптированных к российским условиям технологических решений. Это откроет путь к формированию новой экосистемы взаимодействия между традиционной генерацией, сетевыми компаниями, производителями оборудования, агрегаторами и конечными потребителями.

Список литературы

- [1] Аналитический отчет по рынку «Энерджинет» / [авт. коллектив под ред. А.Ю. Намина]. – М., 2023. – 120 с.
- [2] Об утверждении Концепции развития рынка систем накопления энергии в Российской Федерации : распоряжение Правительства РФ от 01.11.2022 № 3302-р. – URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRB7wx.pdf>.
- [3] Опыт применения механизмов управления спросом на мощность в Китае / АО «СО ЕЭС». – URL: <https://www.soups.ru/functioning/markets/dr/worlds-experience/china>.
- [4] Энергосовет.ру : [электронный журнал]. – URL: http://www.energosovet.ru/bul_stat.php?idd=258.
- [5] Electricity 2024 : [analytical report] / International Energy Agency. – URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>.
- [6] New York's landmark Reforming the Energy Vision framework remains both vital and vulnerable / Utility Dive. – URL: <https://www.utilitydive.com/news/new-yorks-landmark-reforming-the-energy-vision-framework-remains-both-vital/610015>

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ И МОДЕЛИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Кинденкова И.С., Захаров В.О.

Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске
Смоленск, Россия

e-mail: kindenkova@bk.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Адаптивная интеллектуальная система электроснабжения профильных промышленных предприятий надежно решает проблему регулирования качества электроэнергии (КЭ) в условиях производства в режиме реального времени. Адаптивная интеллектуальная система строится на базе цифровой подстанции. Система учитывает особенности производственного процесса отдельного промышленного предприятия, в зависимости от отрасли производства и параметров показателей качества электроэнергии (ПКЭ). Сбор данных ПКЭ производится с помощью специализированных систем мониторинга качества электрической энергии.

Материалы и методы: Моделирование алгоритма обработки данных.

Результаты: Разработана архитектура системы мониторинга, которая позволяет постепенно вводить разработанную адаптивную интеллектуальную систему, что в итоге приведет к полной цифровизации и своевременной корректировке показателей качества электроэнергии в режиме реального времени.

Выводы: Создание интеллектуальных адаптивных систем, которые будут непрерывно производить мониторинг качества электроэнергии, будет оказывать колоссальное влияние на улучшение качества электрической энергии, а также способствовать совершенствованию нормативной базы по проектированию и эксплуатации энергосистем с учетом влияния электроустановок электрических сетей и потребителей на качество электрической энергии.

Ключевые слова: адаптивная интеллектуальная система, качество электроэнергии, показатели качества электроэнергии, современные устройства FACTS, компенсирующие устройства, моделирование.

DEVELOPMENT OF A CONCEPT AND MODEL OF A MONITORING AND QUALITY MANAGEMENT SYSTEM FOR ELECTRIC POWER SUPPLY SYSTEMS OF SPECIALIZED INDUSTRIAL ENTERPRISES

Inna Kindenkova, Vitaliy Zakharov

Final of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "National Research University "MEI" in
Smolensk

Smolensk, Russia

e-mail: kindenkova@bk.ru

Abstract

Background: The adaptive intelligent power supply system for specialized industrial enterprises reliably solves the problem of regulating the quality of electricity (QE) in production conditions in real time. The adaptive intelligent system is based on a digital substation. The system takes into account the specific features of the production process at an individual industrial enterprise, depending on the industry and the parameters of the quality of electricity (QE). The QE data is collected using specialized systems for monitoring the quality of electricity.

Materials and methods: Modeling of filter compensating devices in the SimInTech dynamic modeling environment.

Results: An architecture of the monitoring system has been developed, which allows for the gradual introduction of the developed adaptive intelligent system, ultimately leading to full digitalization and timely adjustment of electricity quality indicators in real time.

Conclusions: The creation of intelligent adaptive systems that will continuously monitor the quality of electricity will have a significant impact on improving the quality of electricity, as well as on improving the regulatory framework for the design and operation of power systems, taking into account the impact of electrical installations, electrical networks, and consumers on the quality of electricity.

Key words: adaptive intelligent system, power quality, power quality indicators, modern FACTS devices, compensating devices, and modeling

1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения качества электроэнергии (КЭ) в специализированных системах электроснабжения, а именно нефтедобывающей отрасли, связана с увеличением числа частотно-регулируемого электропривода, насосных и вентиляторных установок на объектах, следовательно с распространением нелинейной нагрузки (НН).

Применение систем регулируемого электропривода воздействует на установившиеся и переходные процессы в сетях электроснабжения, что в результате приводит к ухудшению КЭ за счёт искажения формы токов и напряжений. Основные искажения обеспечивают 3, 5 и 7-я гармонические составляющие, что в свою очередь оказывает негативное влияние на функционирование электроснабжения, приводящее в дальнейшем к неустойчивой работе.

Влияние высших гармонических составляющих (ВГС) на элементы электрооборудования приводит к ряду негативных последствий, таких как нагрев элементов и электрических частей оборудования, ложное срабатывание релейной защиты и автоматики, преждевременное старение электрических аппаратов и их элементов, вследствие чего происходит увеличение капитальных вложений и повышение потерь в электрических машинах. Помимо этого, наличие гармонических составляющих так же приводит к снижению эффективности процессов потребления, передачи и генерации электроэнергии.

На сегодняшний день наиболее известным способом регулирования уровня ВГС является применение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ). Как правило в системах электроснабжения, применяют узкополосный фильтр, настроенный на определенную частоту. Основными недостатками пассивных ФКУ являются ограниченная эффективность снижения уровня несинусоидальности при вариации спектра высших гармонических составляющих, а также сложность настройки параметров и компенсируемых частот блока фильтров после его установки в сети.

Использование многофункциональных фильтрокомпенсирующих устройств и гибридных фильтрокомпенсирующих устройств представляет собой комбинацию активных и пассивных фильтров, которые улучшают качество электроэнергии, особенно в изолированных системах электроснабжения, за счет тонкой настройки гармонических составляющих напряжения. Универсальные компенсаторы, сочетающие в себе статический компенсатор реактивной мощности (STATCOM) и динамический компенсатор искажений напряжения (ДКИН), также эффективно решают эту проблему за счет гибкого управления частотным спектром.

Использование современных технологий фильтрации и компенсации реактивной мощности обеспечивает высокий уровень стабильности и надежности энергосистем, улучшая качество электроэнергии и снижая эксплуатационные расходы.

II. АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕЕ ВНЕДРЕНИЕ

Для обеспечения надежного мониторинга качества электроэнергии необходимо выбрать пункт контроля КЭ. Пункт контроля КЭ – это участок электрической сети, на

котором проводят измерения показателей качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 33073-2014 и методическим указаниям по контролю КЭ производят выбор границы раздела балансовой принадлежности двух энергоснабжающих организаций или пункты, которые связывают их электрические сети. Суть выбора пункта контроля КЭ заключается в решении оптимизационной задачи выбора числа средств измерения и мест их установки для создания систем непрерывного мониторинга КЭ.

Если к электрической сети присоединено большое количество нелинейных и/или несимметричных нагрузок различных потребителей, то целесообразно выбирать пункты контроля таким образом, чтобы можно было оценить совокупное влияние нагрузок соответствующих контролентов без выделения вклада отдельных нагрузок.

Для искажающего потребителя, подключенного к одним шинам питающей подстанции по нескольким присоединениям или к двум и более шинам, работающим параллельно, целесообразно использовать одно средство измерения с соответствующим числом входов по току.

Влияние каждого присоединения на КЭ в контролируемой точке зависит от мощности источников ее искажения, их удаленности от точки контроля и источников питания, конфигурации сети и наличия в ней компенсирующих устройств. Поэтому появляется необходимость расчета ожидаемого и допустимого вклада источников искажения (ОВ и ДВ) потребителя. Под ДВ подразумевают долю нормируемого по ГОСТ 32144—2013 значения показателей качества электроэнергии, которую конкретный потребитель фактически может вносить в точку передачи. Под ОВ понимается вклад, который теоретически может вносить вновь присоединяемый потребитель. Его расчет можно осуществлять на этапе проектирования по паспортным данным искажающих электроприемников.

Если $ОВ > ДВ$ то, необходимо предусмотреть меры, направленные на снижение уровня помех, вносимых этим потребителем в точку общего присоединения.

Фактический вклад (ФВ) это измеренные в точке общего присоединения значения показателей качества электроэнергии, характеризующие фактическое влияние искажающих электроприемников рассматриваемого потребителя на качество электрической энергии в этой точке. Режим работы каждой подсистемы не остается постоянным, он изменяется во времени в зависимости от схемы системы, состава электроприемников и их влияния на КЭ. Изменяясь во времени, он может быть как больше допустимого, так и меньше. В рассматриваемой точке КЭ будет обеспечено тогда, когда относительное время превышения нормально допустимых $T1$ и предельно допустимых $T2$ значений ПКЭ удовлетворяет установленному ГОСТ 32144—2013 условию $T1 < 5\%$ и $T2 = 0$ на интервале в одну неделю непрерывных измерений. Винодность потребителя возникает только в том случае, когда относительное время превышения нормально допустимых значений показателей качества электроэнергии $T1 > 5\%$ и/или относительное время превышений предельно допустимых значений ПКЭ $T2 > 0$, т.е. тогда, когда нормы ГОСТ 32144—2013 не

выполняются. Алгоритм анализа искажения ПКЭ представлен на рис. 1.

Таким образом, задача анализа качества электроэнергии и состоит в том, чтобы определить фактический вклад и, сравнив его с допустимым, определить виновника ухудшения КЭ. Зная виновника, можно воздействовать на него путем разработки мероприятий по ограничению его отрицательного влияния на КЭ.

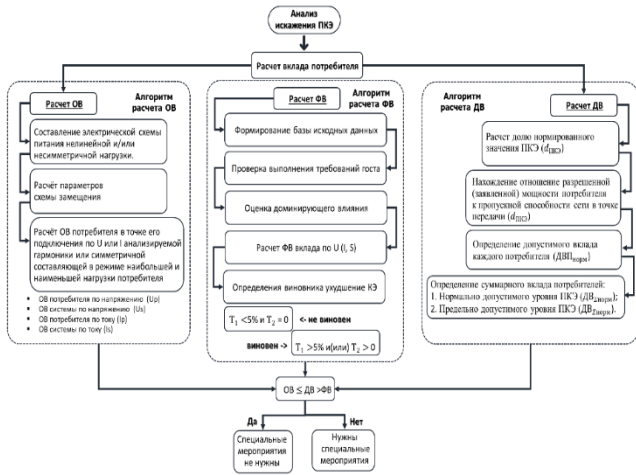


Рис.1. Алгоритм анализа искажения ПКЭ

На рис. 2. приведен алгоритм работы активного преобразователя (АП) коррекции ПКЭ как отдельного устройства, реализующего все основные функции по автоматизированному повышению КЭ и обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) электрооборудования.

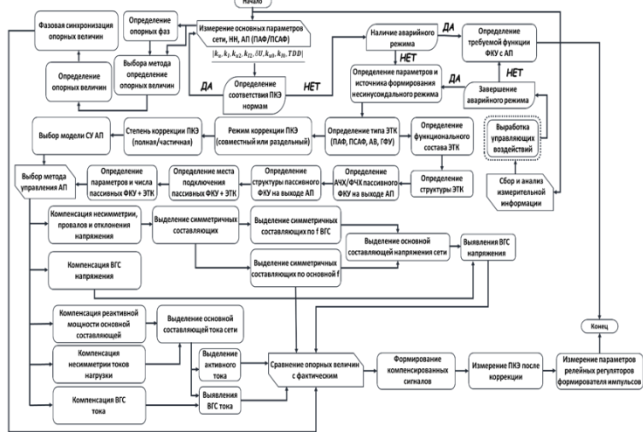


Рис.2. Алгоритм работы АП

Данный алгоритм предусматривает коррекцию одного или нескольких показателей качества электроэнергии в зависимости от поставленных задач, а также структуры и режимов работы компенсируемой электрической сети и подключенной нагрузки. В первую очередь осуществляется измерение всех необходимых параметров компенсируемой сети (характеристики источника и подключенной нагрузки), и сравнение измерительной информации ПКЭ с нормативными требованиями для определения необходимой степени (глубины) коррекции какого-либо ПКЭ, а также требуемой совокупности

(набора) показателей качества электроэнергии, подлежащих коррекции.

Также учитываются дополнительные факторы, определяющие глубину коррекции ПКЭ, включая дополнительные потери в элементах электрической сети и нагрузки, наработку на отказ электрооборудования, вибрационные характеристики электромеханических комплексов. Указанные особенности формируют режим работы активного преобразователя, как части электротехнического комплекса повышения КЭ. Осуществляется выбор базовой функции ФКУ с АП (повышение КЭ) и его структура (способ соединения активной и пассивной части между собой, конфигурация ПФ на выходе АП). Затем выбирается метод управления АП, включая способ определения опорных величин, в том числе основные составляющие тока нагрузки и напряжения сети, симметричные составляющие токов и напряжений, преобразования измеренных параметров сети и нагрузки, формирования компенсационных сигналов. Далее после осуществления повышения качества электроэнергии при необходимости производится настройка параметров релейных регуляторов формирователя импульсов для оптимизации величины тепловых потерь в силовых элементах АП.

В данном алгоритме предусмотрен процесс работы электротехнического комплекса при возникновении различных аварийных ситуаций. Исходя из вида аварийного режима выделяется дополнительная требуемая функция ФКУ с АП. Информация о структуре и режиме работы ФКУ с АП, а также о ПКЭ и степени их коррекции заносится в подсистему сбора и анализа информации системы управления системы электроснабжения (СЭС). Управление структурой и режимом работы ФКУ с АП осуществляется за счет выработки информационно-управляющих воздействий системой управления СЭС.

Таким образом, в соответствии с предложенным алгоритмом осуществляется интеграция ФКУ с АП, функционирующих как в составе электротехнических комплексов каких-либо источников или нагрузки, так и отдельных устройств в активно-адаптивной системе автоматизированного управления СЭС.

Архитектура системы мониторинга КЭ представлена на рис. 3. Здесь отражены основные операции для эффективного управления системой электроснабжения при вариации различных факторов с учетом имеющегося опыта и прогнозных моделей развития определенных сценариев. Данный алгоритм реализуется на четырех основных принципах: историзме, системности, гибридном интеллекте и комплексу математических и информационных технологий.

Принцип историзма базируется на использовании определенного объема данных с разным сроком хранения – от пары дней до нескольких лет или даже десятилетий. Это зависит от уровня используемых аппаратных технологий.

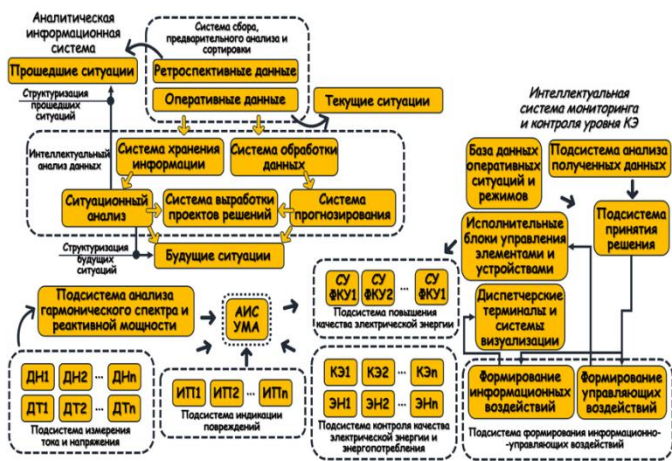


Рис.3. Архитектура системы мониторинга КЭ

На основе этих данных система формирует варианты (сценарии) решения конкретно поставленной задачи с помощью поиска происшествий и анализа их структуры и характера. Такой анализ также позволяет производить прогнозирование развития какого-либо возмущения, ненормального или аварийного режима системы электроснабжения, который связан с уровнем качества электроэнергии и ЭМС, а также наличием активных преобразователей различного функционального назначения.

Принцип системности предопределяет мониторинг, анализ и управление системой электроснабжения как системой, которая обладает всеми необходимыми системными свойствами (целостностью, структурированностью, целенаправленностью). В условиях данного принципа осуществляется создание и хранение базы данных, в которой отражены качественные и количественные изменения режима работы, параметров и состояния системы электроснабжения.

Принцип гибридного интеллекта подразумевает комбинацию качественных экспертных оценок и заключений с методами машинного анализа больших и сверхбольших объемов данных. Таким образом, обработка информации человеком и с помощью машины дополняют друг друга, а также позволяют отыскать оптимальное решение определенной ситуации с данной совокупностью факторов.

Принцип взаимодействия математических и информационных технологий предназначен для формирования прогнозных оценок развития сложных ситуаций.

Указанные выше принципы, на которых базируется работа представленного алгоритма, формируют методику создания адаптивной интеллектуальной системы для специализированных промышленных систем электроснабжения любой структуры, в том числе, где присутствуют устройства FACTS.

Внедрение предложенной системы мониторинга показателей качества электроэнергии предполагается проводить в три этапа. Такое постепенное внедрение адаптивной интеллектуальной системы будет способствовать надежному контролю качества электрической энергии. На каждом этапе происходит поэтапное внедрение способов сбора информации и оборудования, которые поступательно приводят к

применения системы мониторинга с представленной архитектурой.

На первом этапе предлагается использовать уже существующее оборудование на центрах питания (ЦП) и информацию, которая фиксируется в диспетчерских журналах электросетевых организаций.

На втором этапе внедрения предложенной системы информация от различных источников, которые используются на первом этапе, может быть дополнена за счет использования оборудования разрабатываемой адаптивной системы регулирования напряжения. Также на втором этапе предполагается присоединение к системе мониторинга показателей качества электрической энергии вновь подключаемых различных приборов учета в составе автоматических систем контроля и учета электроэнергии. На данном этапе режим работы системы можно обозначить как «полуавтоматический».

На третьем этапе внедрения адаптивной интеллектуальной системы предлагается использование многофункциональных приборов учета в составе автоматических систем контроля и учета электроэнергии.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Проблема контроля качества электрической энергии для промышленных предприятий может быть рационально решена с помощью внедрения адаптивной интеллектуальной системы электроснабжения специализированных промышленных предприятий. Подробное описание всех существующих предпосылок, которые располагают к использованию адаптивной интеллектуальной системы, а также основные показатели качества электрической энергии, которые необходимо контролировать для поддержания нормального качества электрической энергии, указывают на необходимость введения интеллектуальных систем контроля качества электроэнергии.

Разработанная архитектура системы мониторинга позволяет постепенно вводить разработанную адаптивную интеллектуальную систему, что в итоге приведет к полной цифровизации и своевременной корректировке показателей качества электроэнергии в режиме реального времени. Проблема ухудшения качества электроэнергии будет решаться своевременно, не приводя к серьезным последствиям, которые могут быть при длительной работе с электроэнергией качества, отклоненного от рекомендуемых норм.

Список литературы

- [1] Суслев К.В. Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения. – Иркутск: «Иркутский исследовательский технический университет», 2019. С 297.
- [2] Сычев Ю.А. Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий. – Санкт-Петербург: «Санкт-Петербургский горный университет», 2021. С 365.
- [3] Розанов Ю.К. Гибридные фильтры для снижения несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения/ Розанов Ю.К., Гринберг Р.П. // Электротехника. -2006. №10. – С. 55а-60.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Клендер И.Л.
Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ
Красноярск, Россия
e-mail: klender-il@krsk.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Процесс сбора и обработки контрольных измерений (КИ) является основой формирования схем и программ развития электроэнергетических систем России (СиПР), а также представляет собой один из основных инструментов отслеживания текущего состояния энергосистемы. Для обеспечения поставленных задач, к анализу формируемых электрических режимов, в основе которых находятся полученные от субъектов электроэнергетики данные и сохранённые значения телеметрии (ТМ), передаваемые в диспетчерский центр (ДЦ) по каналам связи, предъявляются особые требования по точности выполняемых расчётов. Главной проблемой при формировании подобных расчётов являются нетелемеханизированные узлы, информацию о параметрах режима в которых можно получить только опираясь на данные субъекта электроэнергетики или исходя из результатов оценивания параметров режима в ближайших узлах, для которых реализована возможность приёма-передачи ТМ, и эти данные нередко расходятся между собой. Возможным решением описанной проблемы может быть применение нейросетевого алгоритма и системы весовых коэффициентов, позволяющих больше доверять оперируемым данным.

Материалы и методы: К использованию предлагается нейросетевой алгоритм на основе многослойного персептрона (MLP).

Результаты: Определены основные принципы, которые необходимо заложить в алгоритм автоматизированной обработки данных КИ, отмечены шаги, которые необходимо реализовать перед внедрением предлагаемой системы.

Выводы: Предложен нейросетевой алгоритм автоматизированной обработки КИ с помощью регулирования весовых коэффициентов для параметров электрического режима в зависимости от соответствия их величин в ближайших узлах энергосистемы. Реализация предложенного алгоритма позволит повысить качество обработки данных КИ, а также уменьшить трудоёмкость этого процесса сведя работу к настройке алгоритма.

Ключевые слова: контрольные измерения, нейросетевой алгоритм, весовые коэффициенты, многослойный персептрон.

POSSIBILITIES OF APPLYING NEURAL NETWORK ALGORITHMS TO PROCESSING THE RESULTS OF CONTROL MEASUREMENTS

Ivan Klender
Branch of JSC «SO UES» Krasnoyarsk Regional Dispatch Office
Krasnoyarsk, Russia
e-mail: klender-il@krsk.so-ups.ru

Abstract

Background: The process of collecting and processing control measurements (CM) is the foundation of schemes and programs for the development of electric power systems in Russia (SIDP) and one of the primary tools for monitoring the current state of the power system. To achieve these objectives, the analysis of generated electrical modes, which are based on data received from power industry entities and stored telemetry (TM) values transmitted to the dispatch center (DC) via communication channels, is subject to specific requirements for the accuracy of the calculations performed. The main problem in forming such calculations is non-telemechanized nodes, information about the operating parameters in which can only be obtained based on the data of the electric power industry entity or on the results of estimating the operating parameters in the nearest nodes for which the possibility of receiving and transmitting TM has been implemented, and these data often diverge from each other. A possible solution to this problem could be the use of a neural network algorithm and a system of weighting coefficients, which would allow for greater confidence in the data being processed.

Materials and methods: A neural network algorithm based on a multilayer perceptron (MLP) is proposed for use.

Results: The main principles that need to be incorporated into the algorithm for automated processing of clinical data are defined, and the steps that need to be implemented before implementing the proposed system are noted.

Conclusions: A neural network algorithm for automated data processing is proposed, regulating weighting factors for electrical parameters based on their correspondence to nearby power system nodes. Implementation of the proposed algorithm will improve the quality of data processing and reduce the labor intensity of this process by reducing the work to algorithm tuning.

Key words: control measurements, neural network algorithm, weighting coefficients, multilayer perceptron (MLP).

I. ВВЕДЕНИЕ

Дважды в год на объектах электроэнергетики проводятся контрольные измерения (КИ) [1], результаты которых фиксируются и в произвольной форме направляются в диспетчерские центры (ДЦ). Параллельно с этим в ДЦ при помощи специализированного программного комплекса производится запись поступающих по каналам связи значений телеметрической информации (ТМ), которая используется для оценивания электрического режима с учётом наличия нетелемаханализированных узлов энергосистемы. Дальнейший процесс обработки информации, собранной в ДЦ, представляет собой трудоёмкую, выполняемый вручную задачу по анализу двух источников данных: параметры режима, переданные субъектом, и получаемой в ДЦ ТМ. Дополнительным затруднением, особенно в ДЦ с большими операционными зонами, является отсутствие стандартизированного варианта предоставления данных по КИ от субъектов электроэнергетики. Результаты проведённых измерений направляются в различных форматах – pdf, xls, doc, что препятствует внедрению машинного анализа получаемой информации. Однако с введением в работу СИМ-портала открылись новые перспективы для возможной автоматизации данного процесса.

II. СТРУКТУРА И КРИТЕРИИ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО НЕЙРОСЕТЕВОГО АЛГОРИТМА

Сейчас активно обсуждаются пути реализации передачи данных КИ через СИМ-портал, но в независимости от технических решений и деталей реализации этого процесса, в конечном результате будет формироваться машиночитаемый массив данных, содержащий замеры потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения. При помощи связей и атрибутов данные массива будут закрепляться за оборудованием, совокупность которого можно назвать узлом электроэнергетической системы (ЭЭС). Уже имеющиеся функции существующих и эксплуатируемых в АО «СО ЭЭС» программных комплексов позволяют сохранять показания принимаемых значений ТМ с привязкой к узлам.

В качестве алгоритмической основы реализации нейросетевого алгоритма наиболее подходящим будет многослойный перцептрон ввиду необходимости выделения нескольких этапов анализа данных для различных узлов в зависимости от наличия соответствующей информации о параметрах режима в них.

Обычно, подобная сеть состоит из множества входных узлов, которые образуют входной слой; одного или

нескольких скрытых слоев вычислительных нейронов и одного выходного слоя. Входной сигнал распространяется по сети в прямом направлении от слоя к слою. Многослойные перцептроны успешно применяются для решения разнообразных сложных вычислительных задач [2]. Архитектура многослойного перцептрона состоит из множества слоев нейронных элементов. Количество слоев характеризует способность многослойной нейронной сети к разбиению входного пространства образов на подпространства меньшей размерности. [3].

На первом этапе скрытого слоя (рис. 1) будет выполняться анализ параметров, полученных по ТМ, и параметров, полученных от субъекта посредством СИМ-Портала. Сперва вычисляется показатель отклонения, определяющий степень отклонения ТМ от данных СИМ-портала по формуле (1):

$$\sigma_{oi} = \frac{X_{TM}}{X_{СИМ}}, \quad (1)$$

где X_{TM} – величина параметров электрического режима по данным сохранённой ТМ для искомого узла,

$X_{СИМ}$ – величина параметров электрического режима по данным СИМ-портала для искомого узла.

В случаях большого разброса сравниваемых данных, величина показателя отклонения будет значительно отличаться от единицы, и тогда алгоритм снизит весовой коэффициент данных из обоих источников для узла, отдав предпочтение ближайшим узлам, где показатель отклонения будет более приближен к единице. Так, в случае моделирования подобной ситуации для узла №3 (рис. 2), алгоритм будет больше опираться на параметры узла №1, узла №2 и узла №4. Когда же показатель, рассчитанный по формуле (1), не будет выходить за пределы допустимых границ, алгоритм должен присвоить больший весовой коэффициент одному из источников данных, основываясь на том, что из них более близко к показателям соседних узлов. Аналогично, для узла №3 больший весовой коэффициент будет присвоен тем параметрам, которые будут ближе по значениям к величинам узла №1, узла №2 и узла №4.

Таким образом, результатом обработки первого перцептрона будет определение параметров электрического режима в узлах с имеющимися данными по ТМ и данным, полученным от субъекта электроэнергетики. Выбор наиболее близких значений относительно показателей соседних узлов позволит не только исключить ошибочное или некорректное занесение передаваемых данных от субъекта, но также и отбраковать ТМ, по которой приходили недостоверные значения в момент

проведения КИ. После присвоения описанным выше узлам ЭЭС расчётных параметров режим оценивается повторно.

Второй слой перцептрона будет выполнять анализ для узлов с отсутствующей ТМ (рис. 1). Опираясь на результаты анализа первого перцептрона соседнего узла, алгоритм будет производить сравнение с данными субъекта в искомом узле исходя из определения показателя отклонения согласно формуле (2):

$$\sigma_{оп} = \frac{X'_{ТМ}}{X_{СМ}}, \quad (2)$$

где $X'_{ТМ}$ – величина параметров электрического режима по данным сохранённой ТМ для соседнего узла,

$X_{СМ}$ – величина параметров электрического режима по данным СМ-портала для искомого узла.

В случае значительных различий, когда коэффициент будет отличаться от единицы за пределами допустимых пороговых значений, алгоритм будет анализировать узлы смежные с соседним для определения, какому из источников присвоить больший коэффициент.

Так, при отсутствии ТМ в узле №5 (рис. 2), сравнение будет производиться относительно ближайшего узла – узла №4. Если коэффициент $\sigma_{оп}$ будет вне допустимых пределов, алгоритм обратится к сравнению с узлом №3 и узлом №6. В случаях, когда данный показатель будет находиться в ожидаемом диапазоне, больший весовой коэффициент будет присвоен данным, полученным с СМ-портала.

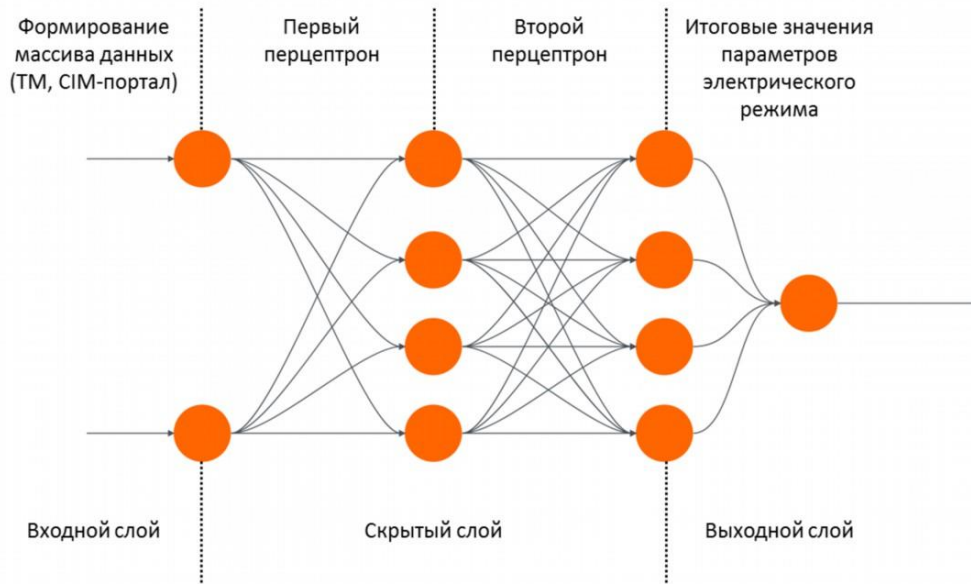


Рис. 1. Архитектура планируемого нейросетевого алгоритма

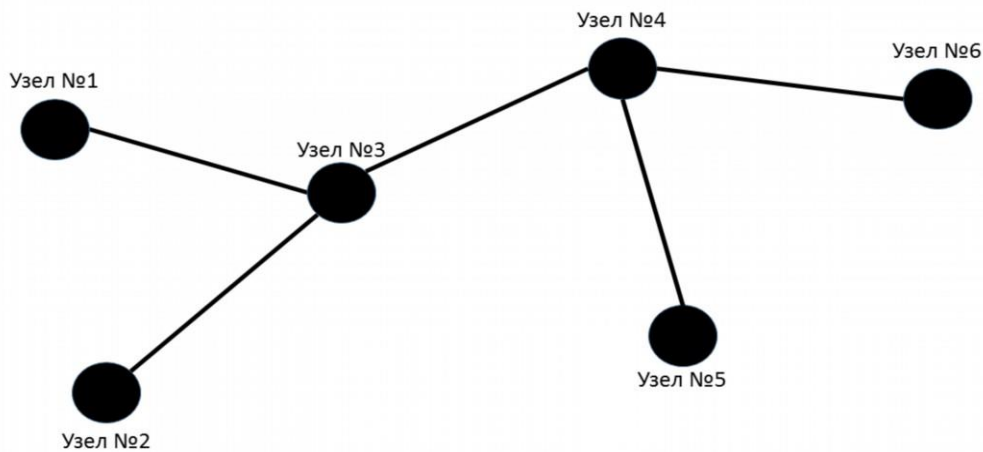


Рис. 2. Топология сети взятой в качестве примера для анализа

Результатом анализа второго персептрона будет присвоение нетелемеханизированным узлам соответствующих параметров и, аналогично первому персептрону, будет выполнено повторное оценивание электрического режима, однако теперь во всех узлах будут заданы искомые, наиболее приближенные к реальным показателям значения.

В случаях же, когда нет ни ТМ, ни данных собственника, выполнение подобного анализа не будет выполняться т.к. параметры данных узлов сформируются ещё на стадии первой итерации оценивания электрического режима. Первичное оценивание будет произведено исходя из имеющихся данных ближайшего узла. Все дальнейшие выполняемые расчёты будут только уточнять первично найденные значения.

Процесс сравнения выполняется отдельно по значениям потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения, но расчёт электрического режима по отдельным параметрам невозможен, в результате чего будет оценена лишь совокупность данных, собранных в массив по результатам работы алгоритма первого и второго персептрона. Схематичный путь данных от входного до выходного слоя изображён на рис. 3.

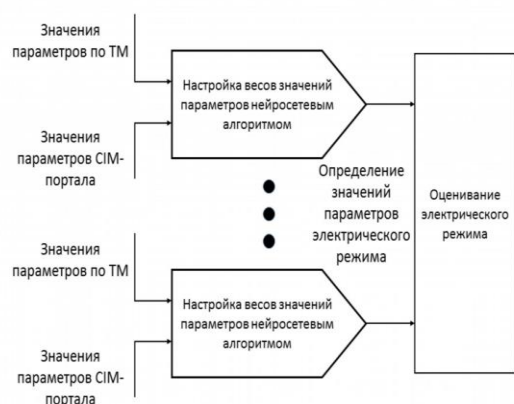


Рис. 3. Структура работы персептрона

Ещё одним важным условием, которое необходимо учитывать при настройке алгоритма является необходимость проверки участия в анализе отключенных узлов, которые должны исключаться из расчётов и не влиять на них – не участвовать в сравнении с другими узлами при определении весовых коэффициентов, и самим не запускать процесс сравнения отключенного узла с ближайшими включенными. В данном случае аналогично будет применено сравнение с данными субъекта и с данными соседних узлов, там, где топология позволяет однозначно установить состояние узла противоположного конца. Так, оборудование подключения связи между узлами №4 и №5 со стороны узла №4 позволяет однозначно определить состояние №5. Однако если представить наличие в связи между узлами №4 и №5 отпайку на узел №6, то задача не может быть решена таким путём.

Критерием инициации нейросетевого алгоритма для проверки корректности состояния узла, аналогично сравнению с ТМ выступает соотношение между

значением состояния оборудования, сохранённого в записи ТМ (телесигнал (ТС)) и информации, поступающей от субъекта электроэнергетики согласно формуле (3):

$$\sigma_{об} = \frac{N_{ТМ}}{N_{СИМ}}, \quad (3)$$

где $N_{ТМ}$ – состояние оборудования по данным ТМ для искомого узла,

$N_{СИМ}$ – состояние оборудования по данным СИМ-портала для искомого узла.

В отличии от значений параметров электрического режима состояние оборудование может быть только

1. Включено (1),
2. Отключено (0).

В результате чего отсутствует необходимость в настройке диапазона допустимых значений коэффициента $\sigma_{об}$ – значение будет не математическим, а логическим.

III. Выводы

Применение нейросетевых алгоритмов в обработке контрольных измерений является перспективным направлением, способствующим повышению скорости, точности и надёжности обработки данных. Машинный анализ позволит эффективно справляться с задачей поиска и занесения информации для нетелемеханизированных узлов, а также позволит снизить количество случайных ошибок, так называемый человеческий фактор.

Особенно полезным данный алгоритм будет в ДЦ с большими операционными зонами, включающими в себя несколько региональных энергосистем. Также отдельно необходимо отметить возможность положительного влияния от внедрения технологии нейросетевого алгоритма на развитие СИМ-портала – совершенствование навыков работы субъекта с порталом обмена данных, изучение его структуры, а также увеличение вовлечённости и осведомлённости в части передачи данных контрольных измерений.

Список литературы

- [1] Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» // Собрание законодательства Российской Федерации. — 2004. — № 52 (часть 2). — Ст. 5518.
- [2] Солдатова, О.П. Нейроинформатика. – Самара: СГАУ, 2013. – 130 с.
- [3] Головка, В.А. Нейросетевые технологии обработки данных : учеб. пособие / В. А. Головка, В. В. Краснопрошин. – Минск : БГУ, 2017. – 263 с.

СЕРТИФИКАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Красникова-Вербникова В.А., Самусик К.А., Синянский И.В.

АО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: verbnikova-va@ntcees.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В условиях активного внедрения микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) наблюдается рост количества алгоритмов и функций, реализуемых производителями. Статистика 2024 года показала, что 2,77% срабатываний РЗА были некорректными, причём 34% этих ошибок могли быть выявлены на этапе сертификации.

Материалы и методы: Нормативно-техническая документация, стандарты; использованы качественный и количественный анализы, математическое моделирование, C#, Python, XAML, BPMN.

Результаты: В ходе оптимизации процесса сертификационных испытаний были разработаны оптимизированная процедура проверки документации на соответствие ГОСТ и программный комплекс, автоматизировавший часть процесса сертификации, что привело к усовершенствованию процесса испытаний, увеличению их объективности и снижению риска некорректной оценки работы устройства и времени испытаний.

Выводы: В целях дальнейшей оптимизации процесса испытаний следует придерживаться разработанных процедур, а также продолжить разрабатывать варианты автоматизации обработки результатов испытаний.

Ключевые слова: функциональные испытания РЗА, система добровольной сертификации, национальный стандарт.

CERTIFICATION TESTS OF RPA DEVICES: EXPERIENCE AND PROSPECTS

Viktoriya Krasnikova-Verbnikova, Konstantin Samusik, Ivan Sinjanskij

Joint-Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

Saint Petersburg, Russia

e-mail: verbnikova-va@ntcees.ru

Abstract

Status of the issue: In the context of the active introduction of microprocessor-based relay protection and automation devices (RPA), there is an increase in the number of algorithms and functions implemented by manufacturers. Statistics from 2024 showed that 2.77% of REA triggers were incorrect, and 34% of these errors could have been detected at the certification stage.

Materials and methods: Normative and technical documentation, standards; qualitative and quantitative analyses, mathematical modeling, automated analysis, C#, Python, XAML, BPMN are used.

Results: During the optimization of the certification testing process, an optimized procedure for verifying documentation for compliance with GOST and a software package were developed that automated part of the certification process, which led to an improvement in the testing process, increased their objectivity and reduced the risk of incorrect evaluation of device operation and test time.

Conclusions: In order to further optimize the testing process, it is necessary to adhere to the developed procedures, as well as continue to develop automation options for processing test results.

Key words: functional testing of relay protection and automation (RPA), voluntary certification system, national standard.

I. ВВЕДЕНИЕ

На текущем этапе развития релейной защиты и противоаварийной автоматики (далее – РЗ и ПА) идет активное внедрение микропроцессорной аппаратуры, реализующей алгоритмы всех видов защит и автоматик. При этом разработкой терминалов занимается большое количество производителей, каждый из которых старается

расширять список выпускаемой продукции и совершенствовать алгоритмы на уже существующей аппаратуре. Это приводит к непрерывному увеличению количества алгоритмов, реализующих функции конкретных автоматик. Для обеспечения у РЗ и ПА функций, необходимых для полноценного их функционирования, АО «СО ЕЭС» были разработаны и введены ГОСТ, в которых прописаны требования к

алгоритмам, реализующими ту или иную РЗ или ПА, а также способы проверки этих функций. Для проверки соответствия стандартам существует процедура сертификации, которая осуществляется соответствующими органами.

Согласно статистике, за 2024 год из 68996 срабатываний релейной защиты и противоаварийной автоматики 1913 срабатываний было неправильно, что составляет 2.77% от общего числа. При этом около 34% причин неправильной работы, связанных с уязвимостями в функционировании алгоритма, дефектами конструкции или недостатками в документации, потенциально может быть выявлено и устранено на стадии проведения сертификации [1-4].

II. ПОНЯТИЕ СИСТЕМЫ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ

Федеральный закон N 184-ФЗ «О техническом регулировании» определяет подтверждение соответствия, как документальное удостоверение соответствия продукции или иных объектов, процессов производства, эксплуатации и других требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров [5].

Подтверждение соответствия в Российской Федерации, как государстве – члене Таможенного союза, может носить добровольный или обязательный характер. Добровольное подтверждение соответствия осуществляется в форме добровольной сертификации. [3]

Система добровольной сертификации (далее – СДС) — это форма оценки качества, при которой производитель или поставщик по собственной инициативе подтверждает соответствие продукции, услуг или процессов установленным требованиям. СДС должны быть зарегистрированы и внесены в единый реестр зарегистрированных систем добровольной сертификации, который создан на основании постановления Правительства РФ от 17 июня 2004 года № 294 [2].

Процесс сертификации через Орган по добровольной сертификации (ОДС) в рамках СДС «СО ЕЭС» делится на этапы [6]:

- составление программы проверки документации на устройство и их экспертиза на соответствие требованиям ГОСТ Функциональные требования;
- составление программы и методики испытаний по ГОСТ Испытания для проверки устройства на соответствие требованиям ГОСТ Функциональные требования;
- проведение испытаний согласно методике и принятие решения о выдаче сертификата соответствия.

Для проведения испытаний также необходима математическая модель, которая соответствует параметрам, указанным в ГОСТ Испытания. В ходе испытаний все опыты проводятся без изменений внутренних настроек алгоритма, таких как уставки, ключи, коэффициенты трансформации и назначения дискретных входов/выходов.

Устройство считается соответствующим ГОСТ только в том случае, когда результат каждого опыта соответствует описанному в ГОСТ. В случае неправильной работы хотя бы в одном из опытов сертификация считается неуспешной и сертификат соответствия не выдается.

III. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В 2025 году ОДС начал проводить испытания по новым ГОСТ, стандартизирующим работу РЗ. Проверка данных защит существенно отличается от испытаний ПА ввиду сложности моделей, высокого быстродействия работы защит, а также большего количества опытов.

Так, например, новый стандарт [7] об испытаниях дифференциальной защит линий электропередач (рис. 2), подразумевает наличие в модели ряда особенностей. Так, например, в отличие от сертификационных испытаний ПА, где для моделирования используются идеальные трансформаторы тока, в новых ГОСТ по испытаниям РЗ также вводятся параметры моделей ТТ, которые приводят эту модель к максимальному соответствию реальному оборудованию. Более того, новый стандарт [8], предусматривает проверку работы устройств РЗ при подключении к ТТ с разными классами точности, что подразумевает дополнительное усложнение как процесса создания модели, так и процесса ее эксплуатации.

Таким образом, для проведения сертификационных испытаний релейной защиты необходимо создать модель, которая учитывает аperiodическую составляющую тока, влияющую как на степень насыщения ТТ в начальный момент аварийного события, так и на действующее значение тока, учитывает насыщение трансформатора тока, емкостные параметры линий электропередач, в том числе на длинных линиях с распределенными параметрами, сопротивление вторичной нагрузки ТТ, влияющих на скорость и степень насыщения ТТ, бросок тока намагничивания силового трансформатора (автотрансформатора), оказывающего большое влияние на работу РЗ, позволяет моделировать все виды КЗ, включая КЗ с переходным сопротивлением, и моделировать процессы в энергосистеме с дискретизацией, достаточной для отслеживания работы быстродействующих защит.

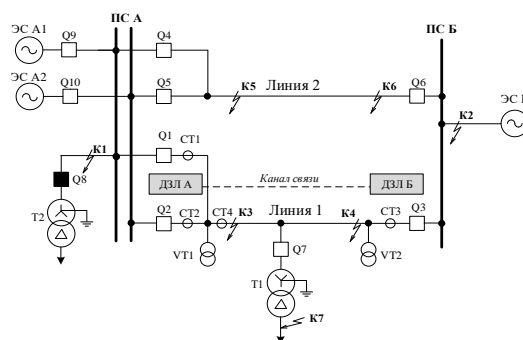


Рис. 1. Схема тестовой модели энергосистемы

Модель, удовлетворяющая вышеперечисленным условиям, становится требовательной к вычислительным мощностям, что, в свою очередь, приводит к более высоким требованиям к испытательной установке.

Помимо усложнившейся модели, усложнились и проводимые опыты, и программы проверки документации на соответствие ГОСТ. Количество опытов в среднем выросло в 15 раз.

IV. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СЕРТИФИКАЦИИ

В связи с увеличением числа процедур сертификации и началом сертификации устройств РЗ появилась задача

оптимизировать процесс испытаний, а также снизить риск влияния человеческого фактора.

Для оптимизации этапа экспертизы документов на соответствие ГОСТ была разработана процедура проверки с целью снижения временных затрат и увеличения прозрачности процедуры, которая представлена на схеме ниже (рис. 2).

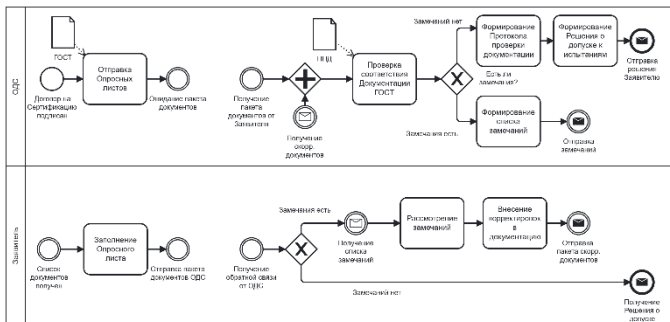


Рис. 2. Процедура проверки документации на соответствие ГОСТ (BPMN)

Процедура проверки также была оптимизирована в области правил чтения документов. В частности, процедура чтения начинается с проверки состава документации, после чего проводится итеративная проверка содержания требований согласно программе проверки документации (ППД), в том числе с использованием контекстного поиска для её ускорения. Сформулированные правила позволили сократить процесс проверки документации на 40%. Также были составлены Опросные листы проверки документации, которые содержат требования ГОСТ к документации и заполняются Заявителем по желанию. При заполнении Опросного листа документация проходит проверку и корректировку Заявителем ещё до попадания её к эксперту. Заполненный Заявителем Опросный лист в среднем сокращает время проверки документации на 80%.

В связи с кратным увеличением числа проводимых опытов при испытаниях возникла потребность в их автоматизации.

Для решения вышеуказанной задачи был разработан автоматизированный испытательный стенд [9] – программный комплекс, устанавливающийся на АРМ сотрудника и позволяющий конфигурировать опыты и последовательно запускать их в автоматическом режиме (рис. 3).

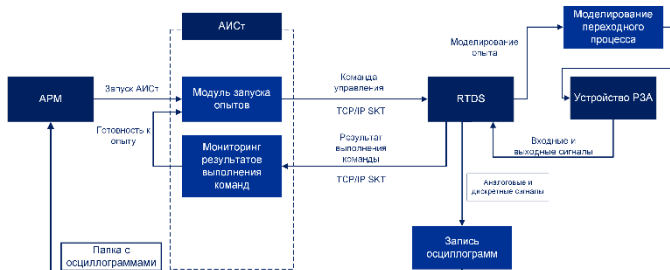


Рис. 3. Принципиальная схема работы автоматизированного испытательного стенда

Программа подключается к программно-аппаратному комплексу реального времени (ПАК РВ) (рис. 3) и позволяет задавать начальную конфигурацию моделей, отдавать команды на старт/остановку моделирования переходного процесса, сохранять осциллограммы с ПАК

РВ и устройства, а также проводить первичный анализ работы РЗА. Благодаря ей можно предварительно задать исходный режим модели для каждого опыта, после чего поочередно в автоматическом режиме запустить все опыты.

В результате общее время проведения испытаний сокращается, снижается вероятность ошибок персонала и использование ПАК РВ становится более эффективным.

Взаимодействие пользователя с Системой (рис. 3) и её параметрирование осуществляется с помощью АРМ. АРМ представляет собой ПК с предустановленными ПО «АИС» и ПО «RSCAD» (программа взаимодействия с ПАК РВ «RTDS»). В ПО «RSCAD» выполняется настройка математической модели ЭС и параметрирование переходных процессов согласно методике испытаний. В ПО «АИС» выполняется привязка сигналов и настройка перечня опытов.

Для выполнения своих задач программа устанавливает соединение по протоколу TCP/IP SKT с сетевой картой ПАК РВ и посылает команды на запуск определенного ПП (опыта), при этом читает информацию с дискретных плат ПАК РВ, к которым подключены выходные сигналы с устройства РЗА.

ПАК РВ (RTDS) выполняет моделирование переходных процессов (опытов) на математической модели ЭС и выдачу аналогово-дискретной информации (с помощью усилителя) на устройство РЗА.

Полный процесс автоматизирования процесса испытаний функции включает в себя:

- формирование цепочек опытов и режимов в модели в ПО «RSCAD» с ключами управления;
- создание модели-инструкции в АИС путём формализации инициализаций в ПО «RSCAD» и составления очереди инициализаций;
- проверку правильности работы модели-инструкции.

Таким образом, для автоматизированных испытаний требуются две модели: модель в ПО «RSCAD», содержащая модель энергосистемы, и модель в ПО «АИС», содержащая инструкции к запуску опытов в модели ПО «RSCAD».

В испытаниях процесс выгрузки и переименовывания осциллограмм с Устройства РЗА является трудозатратным. Кроме того, переименовывание осциллограмм «вручную» повышает влияние человеческого фактора. Для оптимизации данного процесса была разработана программа, которая считывает добавочные GOOSE-сигналы, кодирующие в битовой форме номер опыта, в осциллограммах и автоматически переименовывает их в соответствии с алгоритмом, меняя название на номер опыта и его особенности (например, номер опыта и вид короткого замыкания, которое моделировалось в опыте).

Таким образом, для оптимизации процесса сертификации были разработаны формализованная процедура проверки документации, программный комплекс «Автоматизированный испытательный стенд» и программа для переименовывания осциллограмм, что суммарно сократило временные затраты на сертификацию более, чем вдвое, а также снизило вероятность случайной

ошибки эксперта при обработке большого количества данных.

V. ВЫВОДЫ

Сертификация микропроцессорных устройств на соответствие ГОСТ является комплексной и необходимой мерой стандартизации функционирующих устройств в энергетической системе, позволяющая улучшить качество как алгоритмов производимых устройств, так и документации на эти устройства.

Сертификационные испытания – это эффективный инструмент анализа не только работы микропроцессорных устройств, но и сопроводительной документации на них.

Испытания РЗА имеет ряд особенностей, таких как создание математической модели, удовлетворяющей параметрам ГОСТ, наличие необходимой испытательной установки, необходимость проведения испытаний без изменений параметров настройки устройства.

При проведении сертификации релейной защиты был выявлен ряд особенностей, заставляющий пересмотреть подход к процедуре сертификации. В результате были разработаны оптимизированная процедура проверки документации на соответствие ГОСТ и программный комплекс, автоматизировавший часть процесса сертификации, что привело к усовершенствованию процесса испытаний, увеличению их объективности и снижению риска некорректной оценки работы устройства и времени испытаний.

Список литературы

- [1] Информация о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России в 2024 году // Системный оператор единой энергетической системы URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/rza/rza-account-analys/rza-results-info/2024/> (дата обращения: 03.06.2025).
- [2] Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Реестр добро-вольного подтверждения соответствия [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gost.ru/portal/gost/home/activity/compliance/VoluntaryAcknowledge/reestr> (дата обращения: 01.09.2025).
- [3] Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Подтверждение соответствия [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gost.ru/portal/gost/home/activity/compliance> (дата обращения: 01.09.2025).
- [4] Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Добровольное подтверждение соответствия [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gost.ru/portal/gost/home/activity/compliance/VoluntaryAcknowledge> (дата обращения: 01.09.2025).
- [5] Федеральный закон от 27.12.2002 N 184-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "О техническом регулировании".
- [6] "ПРАВИЛА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ АО "СО ЕЭС"" от 05.12.2012 // <https://www.so-ups.ru/sds/>. – 2012.
- [7] ГОСТ Р 58979-2020 «ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ КЛАССОМ НАПРЯЖЕНИЯ 110—220 кВ. Испытания».
- [8] ГОСТ Р 70358-2022 «Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока».
- [9] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024612635 Российская Федерация. Функциональные блоки для телемеханизации : № 2024611000 : заявл. 23.01.2024 : опубл. 02.02.2024 / А. А. Даутов, К. А. Самусик, И. В. Синянский [и др.]; заявитель Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы».

К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ОБЪЕКТАМИ МИКРОГЕНЕРАЦИИ

Кугучева Д.К., Харитонов М.С.

ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет»

Калининград, Россия

e-mail: kuguchevad@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Массовое внедрение объектов микрогенерации на базе фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) в распределительные сети низкого напряжения (РЭС НН) приводит к возникновению обратных потоков мощности, что вызывает недопустимое отклонение и несимметрию напряжений, нарушая требования ГОСТ 32144-2013. Существующие методы определения пределов внедрения таких объектов либо недостаточно точны, либо отличаются высокой вычислительной трудоемкостью, что делает их непригодными для оперативного применения электросетевыми компаниями при рассмотрении заявок на технологическое присоединение. Таким образом, необходима разработка методики, позволяющей быстро и с достаточной точностью оценивать влияние новых объектов микрогенерации на напряжение в сети.

Материалы и методы: Использовались детерминированный факторный анализ, методы теории электрических цепей, корреляционный анализ и имитационное моделирование в программном комплексе NEPLAN.

Результаты: Разработан критерий количественной характеристики электрической сети (КС), имеющий высокую степень линейной корреляции (коэффициент $r_{xy} > 0,97$) с максимальным напряжением в сети. На основе данного критерия предложен двухэтапный метод определения пределов внедрения объектов микрогенерации, позволяющий перейти от ресурсоемкого моделирования к оперативной аналитической проверке по заранее рассчитанному уставочному значению. Метод реализован в виде программного комплекса.

Выводы: Предложена методика превентивной оценки влияния объектов микрогенерации на отклонение напряжения в РЭС НН. Разработанный метод, в отличие от существующих, позволяет электросетевым компаниям оперативно оценивать допустимость подключения новых объектов, что обеспечивает соблюдение нормативных требований к качеству электроэнергии на стадии планирования и снижает риски возникновения технических проблем в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: микрогенерация, качество электроэнергии, отклонение напряжения, распределительные сети, пределы внедрения, имитационное моделирование.

ON THE ISSUE OF ENSURING POWER QUALITY IN LOW-VOLTAGE NETWORKS WITH MICROGENERATION FACILITIES

Darya Kugucheva, Maxim Kharitonov

Kaliningrad State Technical University

Kaliningrad, Russia

e-mail: kuguchevad@yandex.ru

Abstract

Background: The mass integration of microgeneration facilities based on photovoltaic (PV) converters into low-voltage distribution networks (LVDN) leads to reverse power flows, which cause unacceptable voltage deviation and unbalance, violating the requirements of the GOST 32144-2013 standard. Existing methods for determining the hosting capacity for such facilities are either not accurate enough or are characterized by high computational complexity, which makes them unsuitable for operational use by utility companies when processing new connection requests. Thus, it is necessary to develop a methodology that allows for a quick and sufficiently accurate assessment of the impact of new microgeneration facilities on the network voltage.

Materials and methods: Deterministic factor analysis, methods of electrical circuit theory, correlation analysis, and simulation modeling in the NEPLAN software package were used.

Results: A criterion for the quantitative characterization of the electrical network (KC) was developed, which has a high degree of linear correlation (coefficient $r_{xy} > 0.97$) with the maximum voltage in the network. Based on this criterion, a two-stage method

for determining the hosting capacity of microgeneration facilities is proposed, which allows for a transition from resource-intensive modeling to a rapid analytical check based on a pre-calculated setpoint value. The method is implemented as a software tool.

Conclusions: A methodology for the preventive assessment of the impact of microgeneration facilities on voltage deviation in LVDN is proposed. The developed method, unlike existing ones, allows utility companies to quickly assess the admissibility of connecting new facilities, which ensures compliance with regulatory requirements for power quality at the planning stage and reduces the risks of technical problems during operation

Key words: microgeneration, power quality, voltage deviation, distribution networks, hosting capacity, simulation modeling.

I. ВВЕДЕНИЕ

Массовая интеграция объектов микрогенерации на базе ФЭП (рис. 1) в РЭС НН приводит к возникновению обратных потоков мощности [1] и, как следствие, к нарушениям требований ГОСТ 32144-2013 по отклонению напряжения [2]. В этих условиях перед электросетевыми компаниями встает задача оперативной оценки влияния каждой новой генерирующей установки для определения допустимости ее технологического присоединения с точки зрения соблюдения нормативных требований к качеству электроэнергии и необходимости применения дорогостоящих технических мероприятий по усилению сети.

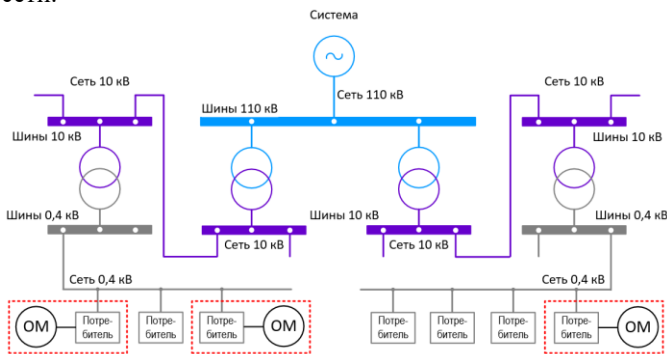


Рис. 1. Структура системы электроснабжения с объектами микрогенерации

Максимальное отклонение напряжения в сети является функцией, зависящей от количества потребляемой и вырабатываемой мощности в узлах сети, а также от топологии сети [3]. Теоретически, приращение напряжения (ΔU) в сети прямо пропорционально эквивалентному сопротивлению ($R_{\text{экр}}$) от точки подключения до центра питания, что для сетей с высоким отношением R/X описывается выражением (1):

$$\Delta U \approx \frac{R_{\text{экр}} \cdot P}{U_{\text{сеть}}}, \quad (1)$$

где P – активная мощность, генерируемая в сеть; $U_{\text{сеть}}$ – номинальное напряжение сети.

Из этого следует, что подключение объекта микрогенерации одной и той же мощности в электрически удаленный узел (с высоким $R_{\text{экр}}$) окажет значительно большее влияние на напряжение, чем подключение в узел вблизи центра питания (с низким $R_{\text{экр}}$). Это доказывает, что для корректной оценки допустимости подключения объекта микрогенерации необходимо учитывать не только

суммарную мощность генерации на фидере, но и топологию сети и конкретные точки подключения объекта микрогенерации. Однако существующие научные подходы к определению пределов внедрения, основанные на стохастическом моделировании (метод Монте-Карло) или анализе временных рядов, отличаются высокой вычислительной трудоемкостью и требуют полного повторного моделирования сети при рассмотрении каждой новой заявки, что делает их непригодными для оперативного применения электросетевыми организациями.

II. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для решения этой задачи был разработан критерий количественной характеристики электрической сети (КС), который интегрально отражает баланс между генерацией и потреблением с учетом их электрической удаленности от центра питания (выражение 2).

$$KC = \frac{\sum_{i=1}^n S_{iOM} \cos \varphi_{iOM} R_{iOM}}{\sum_{i=1}^n \sqrt{S_{iПотр}} \cos \varphi_{iПотр} R_{iПотреб}} \cdot \frac{1}{U_B}, \quad (2)$$

где S_{iOM} – действующее значение полной мощности i -го объекта микрогенерации на базе ФЭП, $\cos \varphi_{iOM}$ – коэффициент мощности i -го объекта микрогенерации на базе ФЭП, R_{iOM} – сопротивление сети от i -го узла подключения объекта микрогенерации на базе ФЭП до ТП, $S_{iПотр}$ – действующее значение полной потребляемой мощности домохозяйством в i -ом узле, $\cos \varphi_{iПотр}$ – коэффициент мощности домохозяйства в i -ом узле, $R_{iПотреб}$ – сопротивление сети от i -го узла подключения домохозяйства до ТП.

Проведенная валидация показала наличие сильной линейной зависимости (коэффициент корреляции $r_{xy} > 0,97$) между значением критерия KC и максимальным напряжением в сети. На основе критерия разработан двухэтапный метод определения пределов внедрения объектов микрогенерации, позволяющий перейти от ресурсоемкого многократного моделирования к оперативной аналитической проверке допустимости подключения новых объектов.:

1. Подготовительный этап: для фидера однократно рассчитывается уставочное значение ($KC_{уст}$).

2. Эксплуатационный этап: при поступлении новой заявки на подключение объекта микрогенерации аналитически рассчитывается текущее значение ($KC_{тек}$) и сравнивается с уставочным. Если $KC_{тек} < KC_{уст}$, подключение допустимо. Логика принятия решения представлена на рис. 2.

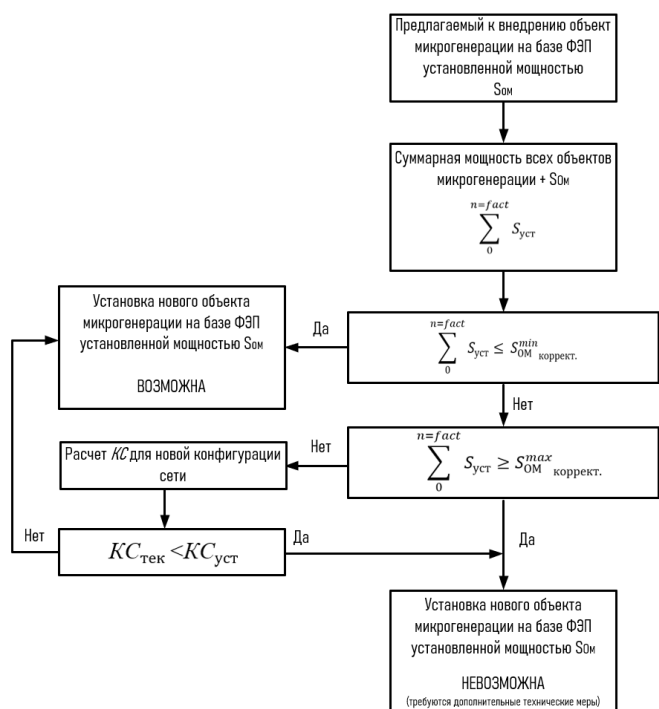


Рис. 2. Алгоритм принятия решения на эксплуатационном этапе

III. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Для автоматизации метода разработан программный комплекс «Анализ пределов внедрения объектов микрогенерации». Данный программный комплекс реализует алгоритм эксплуатационного этапа, позволяя

выполнять оперативную оценку допустимости технологического присоединения новых объектов микрогенерации. Функционирование программного комплекса основано на предварительно созданной базе данных, которая содержит необходимые исходные сведения для каждого анализируемого фидера, а также уставочное значение $KС_{уст}$, рассчитанное на подготовительном этапе.

Работа с программным комплексом, внешний вид которого представлен на рис. 3, включает следующие шаги:

1. Пользователь выбирает участок сети из выпадающего списка, после чего программа отображает его однолинейную схему для визуального контроля.

2. Пользователь указывает общее количество новых объектов микрогенерации, планируемых к подключению, и заполняет карточки параметров для каждого из них, указывая узел подключения, тип подключения (однофазное/трехфазное) и установленную мощность (в кВА). Программа автоматически контролирует корректность ввода данных.

3. После нажатия кнопки «Выполнить расчет» программа выполняет аналитический расчёт текущего значения критерия $KС_{тек}$ по формуле (2) и формирует итоговое заключение. Окно результатов (рис. 3 б) содержит сводную информацию по заявке, таблицу с сравнением расчетного ($KС_{тек}$) и уставочного ($KС_{уст}$) значений критерия для каждой фазы, текстовое резюме с основными выводами, а также гистограмму для наглядной визуализации.

Программный комплекс «Анализ пределов внедрения объектов микрогенерации»
Кулочева Д.К., КТГУ, 2025

Параметры заявки на технологическое присоединение

Выберите схему РЭС НН для анализа:
Variant1

Схема выбранного участка сети

Введите количество новых объектов микрогенерации:
2

Объект №1:
19

Тип подключения:
Однофазное

Фаза А: 3
Фаза В: 0
Фаза С: 0

Объект №2:
15
3

Выполнить расчет

а)

Программный комплекс «Анализ пределов внедрения объектов микрогенерации»
Кулочева Д.К., КТГУ, 2025

Параметры заявки на технологическое присоединение

Выберите схему РЭС НН для анализа:
Variant1

Схема выбранного участка сети

Введите количество новых объектов микрогенерации:
2

Объект №1:
19

Тип подключения:
Однофазное

Фаза А: 3
Фаза В: 0
Фаза С: 0

Объект №2:
15
3

Выполнить расчет

Итоговое заключение

Фидер: Variant1
Заявка на подключение:
- Объект 1: [A13, B10, C10] кВА в узел №19
- Объект 2: 3,0 кВА (1Ф) в узел №15

Параметр	Расчет KС	Уставочная (KС _{уст})
- фаза А:	0.33	9.50
- фаза В:	0.00	10.00
- фаза С:	0.28	9.00

РЕЗЮМЕ: ПОДКЛЮЧЕНИЕ ВОЗМОЖНО
Обоснование: Расчетные значения критерия KС по всем фазам не превышают уставочные значения.

Подключение не приведет к нарушению пределов по напряжению

Журнал выполнения расчетов:
Инициализация модели Витра...
Загрузка данных для расчета...
Применение параметров новой заявки...
Фаза А: OK
Фаза В: OK
Фаза С: OK

б)

Рис. 3. Внешний вид программного комплекса «Анализ пределов внедрения объектов микрогенерации»: а) диалоговое окно ввода параметров заявки на технологическое присоединение; б) окно с результатами расчета и итоговым заключением

IV. АППРОБАЦИЯ МЕТОДА

С целью проверки работоспособности и практической применимости разработанного метода была проведена его апробация на примере участка РЭС НН, включающего 15 узлов нагрузки (рис. 4).

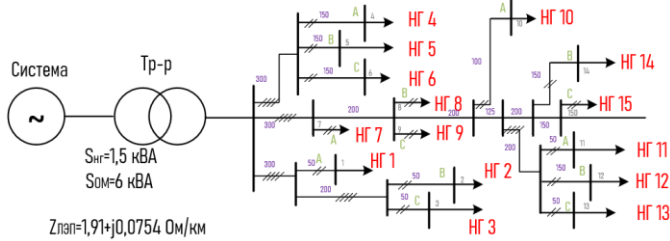


Рис. 4. Схема участка РЭС НН

На подготовительном этапе с помощью имитационного моделирования для каждой фазы фидера (рис. 4 (а)-(в)) были определены граничные пределы внедрения и рассчитаны уставочные значения критерия: $KC_{уст}(A) = 9,96$; $KC_{уст}(B) = 10,01$; $KC_{уст}(C) = 10,66$.

На эксплуатационном этапе был рассмотрен конкретный сценарий: оценка допустимости технологического присоединения четырех новых объектов микрогенерации различной мощностью в разные узлы фидера (фаза А), рис. 5.

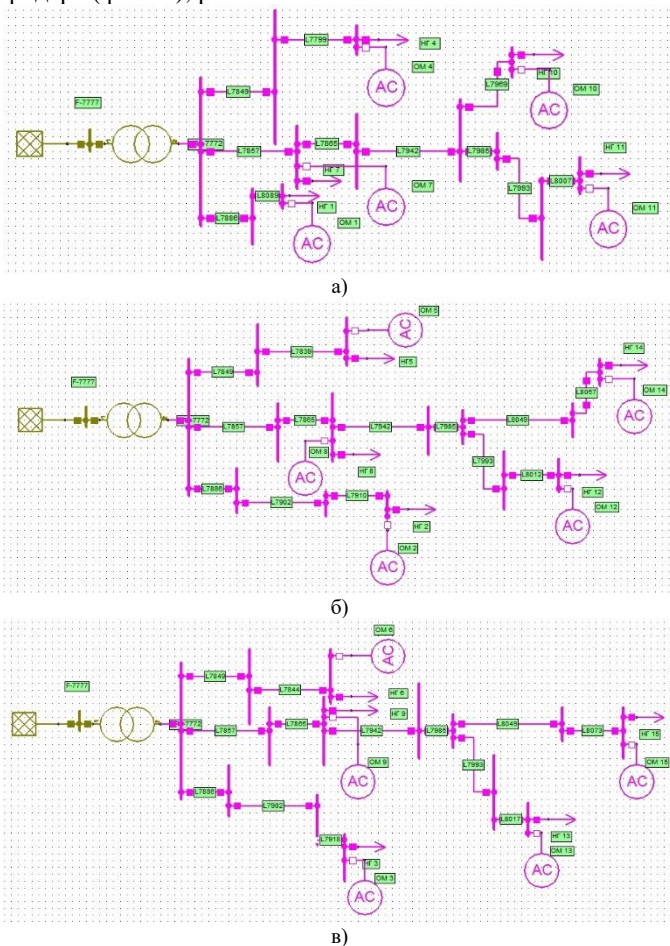


Рис. 5. Расчётные модели фаз А (а), В (б), С (в) анализируемого участка РЭС НН

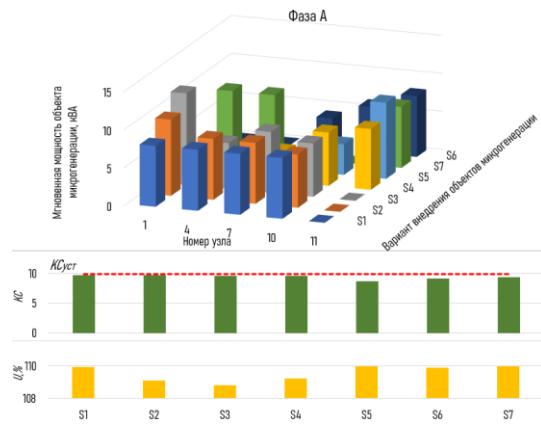


Рис. 6. Примеры внедрения различного числа объектов микрогенерации на базе ФЭП для фазы А анализируемого участка РЭС НН

Для верификации полученных результатов было проведено полное имитационное моделирование данных сценариев в ПК NEPLAN, которое подтвердило, что максимальное напряжение в сети действительно не вышло за пределы нормативных значений для каждого из рассмотренных на рис. 5 случаев. Таким образом, апробация доказала, что предложенный метод позволяет получать корректные результаты значительно быстрее и с меньшими трудозатратами по сравнению с традиционным подходом, основанным на полном моделировании.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен научно-методический подход к оперативной оценке влияния объектов микрогенерации на отклонение напряжения в РЭС НН. Разработанный на основе критерия КС двухэтапный метод, в отличие от существующих аналогов, позволяет электросетевым компаниям перейти от ресурсоемкого многовариантного моделирования к быстрой аналитической проверке.

Апробация метода и его программная реализация подтвердили, что данный инструмент позволяет с минимальными трудозатратами и достаточной для практических целей точностью прогнозировать возникновение недопустимых отклонений напряжения. Это дает возможность на стадии планирования принимать обоснованные решения о допустимости технологического присоединения или о необходимости применения дополнительных технических мероприятий, обеспечивая тем самым соблюдение нормативных требований к качеству электроэнергии и оптимизируя затраты на развитие сети

Список литературы

- [1] Илюшин, П. В. Обзор методов решения проблемных вопросов функционирования устройств защиты в microgrid напряжением до 1 кВ с распределенными источниками энергии / П. В. Илюшин, В. С. Вольный // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 4(49). – С. 6-21.
- [2] Харитонов, М. С. Исследование влияния объектов микрогенерации на уровень напряжения в электрических сетях низкого напряжения / М. С. Харитонов, Д. К. Кугучева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 1(82). – С. 34-43. – EDN LFLJBC.
- [3] Кугучева, Д. К. Влияние объектов микрогенерации на качество электроэнергии в распределительных электрических сетях / Д. К. Кугучева, М. С. Харитонов, Н. Никитакос // Электричество. – 2025. – № 6. – С. 34-48. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-6-34-48. – EDN BLG

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СПЛАЙН-ИНТЕРПОЛЯЦИИ ДЛЯ АНАЛИЗА ФОРМЫ ПЕРИОДИЧЕСКОГО НЕСИНУСОИДАЛЬНОГО СИГНАЛА

Кузнецова Ю.Н.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: Kuznetsova-Yuliya01@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Наиболее широкоиспользуемым методом анализа периодических несинусоидальных напряжений и токов является гармонический анализ, основанный на рядах Фурье. Ряд недостатков вынуждает искать новые методы для аналитического описания несинусоидального сигнала, одним из вариантов является сплайн-интерполяция.

Материалы и методы: В рамках данного исследования проводилось моделирование в ПО «Multisim». Для анализа полученных сигналов использовались методы гармонического анализа и сплайн-интерполяции. Сравнительный анализ проводился с применением интегральной оценки отклонения.

Результаты: Получены аналитические описания периодических несинусоидальных напряжений и токов. Вычислены интегралы абсолютной ошибки для 10 наборов сигналов напряжений и токов. В результате определено, что значение интеграла абсолютной ошибки для данных, полученных при помощи сплайн-интерполяции, меньше, чем для данных, полученных при помощи гармонического анализа.

Выводы: Сплайн-интерполяция является более точным методом аналитического описания периодического несинусоидального сигнала, чем гармонический анализ. При использовании сплайн-интерполяции возможна дальнейшая работа с аналитическим описанием сигналов, в том числе решение дифференциальных уравнений.

Ключевые слова: сплайн-интерполяция, гармонический анализ, несинусоидальность.

APPLICATION OF THE SPLINE INTERPOLATION METHOD FOR ANALYZING THE SHAPE OF A PERIODIC NON-SINUSOIDAL SIGNAL

Yuliya Kuznetsova

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University"

St. Petersburg, Russia

e-mail: Kuznetsova-Yuliya01@yandex.ru

Abstract

Background: The most widely used method for analyzing periodic non-sinusoidal voltages and currents is harmonic analysis based on Fourier series. A number of disadvantages force us to look for new methods for the analytical description of a non-sinusoidal signal; one of the options is spline interpolation.

Materials and Methods: Within the framework of this study, modeling was carried out in the "Multisim" software. Harmonic analysis and spline interpolation methods were used to analyze the received signals. The comparative analysis was carried out using an integral deviation estimate.

Results: Analytical descriptions of periodic non-sinusoidal voltages and currents are obtained. The absolute error integrals for 10 sets of voltage and current signals are calculated. As a result, it was determined that the value of the Integral of Absolute Error for the data obtained using spline interpolation is less than for the data obtained using harmonic analysis.

Conclusions: In Spline interpolation is a more accurate method of analytical description of a periodic non-sinusoidal signal than harmonic analysis. When using spline interpolation, further work with the analytical description of signals is possible, including solving differential equations.

Key words: spline interpolation, harmonic analysis, non-sinusoidal

1. ВВЕДЕНИЕ

Общепринятым методом анализа периодических несинусоидальных напряжений и токов является метод гармонического анализа, основанный на преобразовании Фурье [1]. Данный метод обладает рядом недостатков, к примеру, временной ряд, используемый для анализа, ограничен периодом основной гармоники. Кроме того, математическая суть гармонического анализа исключает возможность существования гармонических составляющих с частотами, отличными от кратных основной частоты, не кратными основной частоте [2].

В рамках данной работы проводится сравнение двух методов анализа периодических несинусоидальных сигналов – гармонического анализа и сплайн-интерполяции.

II. ИСПОЛЪЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ

A. Гармонический анализ

Гармонический анализ подразумевает представление исследуемого сигнала суммой высших гармоник – синусоид с заданными амплитудой, начальной фазой и частотой, кратной основной частоте [3]. Высшие гармоники определяются согласно ряду Фурье.

B. Сплайн-интерполяция

Сплайн-интерполяция – конструктивное восстановление функции по её известным значениям в определенных точках с помощью функций, непрерывных на заданном интервале и на каждом отрезке представляющих собой алгебраический полином [4].

В данной работе используются кубические сплайны, представляющие собой полиномы третьей степени (1):

$$f_k(t) = a_k + b_k \cdot (t - t_{k-1}) + c_k \cdot (t - t_{k-1})^2 + d_k \cdot (t - t_{k-1})^3, \quad (1)$$

где a, b, c, d – определяемые коэффициенты.

Сплайн-интерполяция позволяет достичь непрерывной и гладкой аппроксимации функции [5].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе исследования был проведен сравнительный анализ двух методов с точки зрения точности. Путем моделирования в программе Multisim получены сигналы напряжения и тока, которые в дальнейшем описываются при помощи высших гармоник и сплайн-интерполяции. На основе полученных функций сигналы восстанавливаются и сравниваются с исходными значениями при помощи интегральной оценки отклонения. Форма сигнала тока получается путем решения дифференциальных уравнений.

В рамках данной работы анализируются 10 наборов сигналов напряжения сети и тока линии с различным коэффициентом несинусоидальности

Гармонический анализ учитывает высшие гармоники до 40-го порядка. Сплайн-интерполяция подразумевает длительность сплайна 0,2 мс.

Результаты интегральной оценки отклонения представлены на рис. 1 и рис. 2.

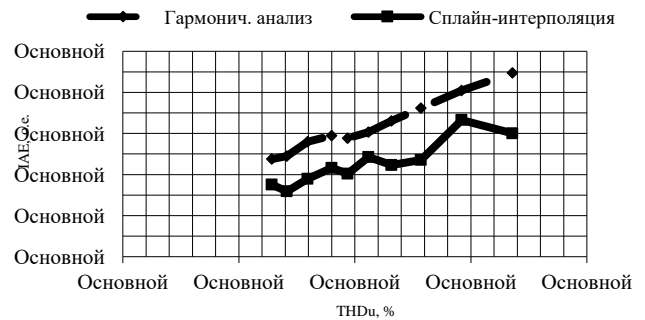


Рис. 1. Интегральная оценка отклонения значений напряжения сети

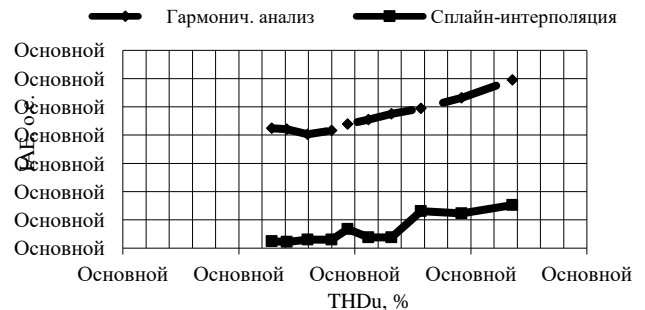


Рис. 2. Интегральная оценка отклонения значений тока линии

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, сплайн-интерполяция позволяет составить более точное аналитическое описание сигнала, чем гармонический анализ. Кроме того, результаты решения дифференциальных уравнений, полученные при сплайн-интерполяции, также являются более точными, нежели при использовании гармонического анализа.

Данный метод позволит с большей точностью определять пиковые мгновенные значения тока, протекающего через конденсаторные установки, а также эффективнее подбирать фильтрокомпенсирующие устройства.

Список литературы

- [1] Htita, I. et al. Nonlinear Loads Modeling and Harmonics Analysis: A Review / I. Htita, O. H. Abdalla, M. I. El Korfolly, S. Elmasry // Recent Advances in Electrical & Electronic Engineering (Formerly Recent Patents on Electrical & Electronic Engineering). – 2024. – Vol. 17. – Nonlinear Loads Modelling and Harmonics Analysis. – № 5. – P. 429-443. DOI: 10.2174/2352096516666230821161502.
- [2] Michalec, L. et al. Impact of Harmonic Currents of Nonlinear Loads on Power Quality of a Low Voltage Network – Review and Case Study / L. Michalec, M. Jasiński, T. Sikorski [et al.] // Energies. – 2021. – Vol. 14. – № 12. – P. 3665. DOI: 10.3390/en14123665.
- [3] Шклярский, Я. Э. Влияние параметров схемы замещения асинхронного двигателя на его импеданс на высших гармониках / Я. Э. Шклярский, К. К. Лобко, А. А. Кульчицкий // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – № 8. – С. 505-511. – DOI 10.24412/2071-6168-2024-8-505-506.
- [4] Левин, Ю. И. Численные методы в физике: Учебное пособие для студентов младших курсов факультета нелинейных процессов / Ю. И. Левин, Д. В. Савин, С. Е. Шешукова. – Саратов: Издательство Саратовского университета, 2018. – 72 с. – ISBN 978-5-292-04524-3. – EDN QZMYUK..
- [5] Ярославкина, Е. Е. Измерение эффективного значения периодического негармонического сигнала при наличии случайной помехи с использованием аппроксимационного метода / Е. Е. Ярославкина, А. В. Суслов, М. Ю. Козлов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2019. – № 4(64). – С. 114-126. – EDN XSZNMТ

СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ С ПОЗИЦИИ НАДЁЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ

Луговкин Д.С.¹, Воронова М.Ю.², Чекан Г.В.²

¹ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»
²ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»
¹Пермь, ²Иваново, Россия
e-mail: lugovkin.dima@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время электрифицированные железные дороги являются наиболее экономичными и экологически чистыми транспортными системами, позволяют перемещать существенный грузопоток на большие расстояния, они связывают между собой центры добычи полезных ископаемых и других ресурсов с логистическими центрами и центрами потребления. В представленном исследовании рассмотрены два проекта развития электрифицированных железных дорог: БелКомУр (Пермь – Архангельск) и БаренцКомУр (Пермь – Индига). Собраны данные об участках каждого из проектов, их показатели потоков отказов и восстановлений, что позволило создать актуальные математические модели для сравнения и оценки уровня безотказности предлагаемых решений.

Материалы и методы: Математическое моделирование на основе теории графов, модифицированный топологический метод, реализованный в авторском программном комплексе.

Результаты: Определены параметры надёжности для каждого из проектов развития электрифицированных железных дорог, на основе актуальных математических моделей, реализованных в программном комплексе DORI_CL. Учтены особенности каждого участка магистрали, такие как протяжённость, род тока и класс напряжения. Проведено краткое экономическое обоснование выбора более перспективного варианта.

Выводы: В ходе сравнения двух проектов, на основании разработанных математических моделей, были получены результаты, подтверждающие более высокий уровень надёжности участка БаренцКомУр (Пермь – Индига) по сравнению с БелКомУр (Пермь – Архангельск). Также приведено экономическое обоснование большей целесообразности реализации данного направления развития электрифицированных железных дорог.

Ключевые слова: электрифицированные железные дороги, модифицированный топологический метод, вероятность безотказной работы, экономическое обоснование.

COMPARISON OF DEVELOPMENT OPTIONS FOR ELECTRIFIED RAILWAYS FROM THE STANDPOINT OF RELIABILITY AND ECONOMIC ASPECTS

Dmitriy Lugovkin¹, Marija Voronova², Georgij Chekan²

¹Perm State National Research University, ²Ivanovo State Power Engineering University
¹Perm, ²Ivanovo, Russia
e-mail: lugovkin.dima@yandex.ru

Abstract

Background: Currently, electrified railways are the most cost-effective and environmentally friendly transport systems. They allow to move significant freight traffic over long distances. They connect centers of mineral extraction and other resources with logistics centers and consumption hubs. This study examines two development projects for electrified railways: BelKomUr (Perm – Arkhangelsk) and BarentsKomUr (Perm – Indiga). Data on the sections of each project, their failure and recovery flow indicators were collected, enabling to create relevant mathematical models for comparing and assessing the reliability level of the proposed solutions.

Materials and methods: Mathematical modelling based on graph theory, a modified topological method implemented in the proprietary software package.

Results: Reliability parameters for each electrified railway development project were determined based on relevant mathematical models implemented in the DORI_CL software complex. The specific features of each mainline section, such as length, current type, and voltage class, were taken into account. A brief economic rationale for choosing a more promising option is provided.

Conclusions: A comparison of the two projects, based on the developed mathematical models, yielded results confirming a higher reliability level of the BarentsKomUr (Perm – Indiga) section compared to BelKomUr (Perm – Arkhangelsk). An economic rationale for the greater feasibility of implementing this direction for the development of electrified railways is also provided.

Key words: electrified railways, modified topological method, probability of failure-free operation, economic rationale.

I. ВВЕДЕНИЕ

Торговля – важнейший элемент в жизни любой страны. За счёт экспорта поступают средства в бюджет, за счёт импорта – дефицитные или отсутствующие ресурсы и товары, технологии. Для эффективной и быстрой торговли необходимы развитые логистические пути: электротранспорт, железные дороги, логистические центры и т.д. С самого зарождения Российского государства особое место в торговле, в том числе и с Европой, занимали порты. В период советской власти железная дорога появилась только в двух портах – в Мурманске и в Архангельске, причём данные ветки являются тупиковыми и приходят с южной и юго-западной части России, то есть от промышленных центров и центров переработки. Парадоксально, но основной грузовой поток в настоящее время приходит с восточной части России, от месторождений. Более того, вследствие современного расположения железнодорожных путей, увеличиваются: логистическое плечо, время доставки, стоимость грузоперевозок. Логистические центры европейской части России перегружены, что усугубляет ситуацию с перевозками. Данная ситуация предопределяет строительство железной дороги не по оси «восток-запад», а по оси «юг-север», то есть к портам Севера. Первые проекты, направленные на соединение Прикамья с Северным Ледовитым океаном, появились ещё в начале XX века после того, как на Урале появилась сеть железных дорог (Горнозаводская железная дорога, Пермь-Вятка-Котлас, Пермь-Екатеринбург).



Рис. 1. Проект магистрали Пермь – Индига

В настоящее время предлагается ряд проектов, направленных на строительство железной дороги к портам Архангельской области, самые значимые из них и БаренцКомУр и БелКомУр, к портам Индига (рис. 1) и Архангельск (рис. 2) соответственно. Архангельск обладает развитой портовой инфраструктурой, но в связи с небольшой глубиной, а углубление невозможно вследствие того, что Северная Двина регулярно наносит новый песок, и загруженность проект железной дороги на Архангельск имеет второстепенное значение. Перспективным можно назвать порт Индига. Глубина позволяет принимать крупнотоннажные суда, а развитие инфраструктуры порта позволит разгрузить и порт Архангельск, и увеличить

грузооборот. Именно поэтому БаренцКомУр остаётся более приоритетным для реализации [1].

Начальным пунктом выбран Пермский край. В данном регионе находятся крупные месторождения и предприятия. Данный регион, в отличие от соседних Кировской и Свердловской областей, не имеет дорог на север России, соответственно является тупиковым в меридиональном направлении. Грузы Пермского края, а также транзитные грузы с азиатской части России перегружают Транссибирскую магистраль. Также Пермский край имеет 2 электростанции, находящиеся в непосредственной близости от нового железнодорожного проекта: Пермская и Яйвинская ГРЭС.

Пермская ГРЭС по проекту должна обладать 6-ю энергоблоками, из которых введено 3 паросиловых и 1 парогазовая установки, поэтому имеются возможности увеличения мощности, что особенно актуально при развитии электрифицированных железных дорог существенной протяжённости с большим грузопотоком.

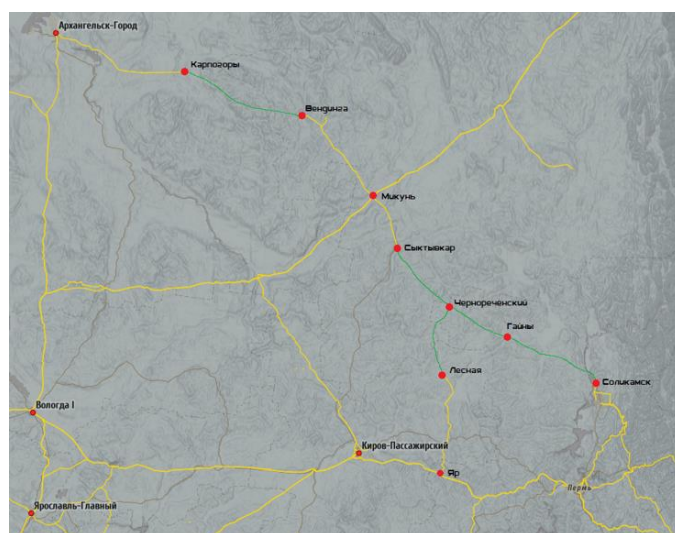


Рис. 2. Проект магистрали Пермь – Архангельск

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В ходе анализа исходных данных получены два варианта, каждый из которых соответствует одному из проектов, для удобства восприятия информации она приведена в виде двух таблиц с описанием 9 участков каждого из проектов: Пермь – Индига (Табл. I) и Пермь – Архангельск (Табл. II). Для каждого участка из [2] взяты параметры потоков отказов и восстановлений. Эти величины зависят от рода тока и класса напряжения каждого из участков и даются, как удельные на 100 км линии. В таблицах они уже приведены в соответствие с протяженностью каждого участка проектов.

Стоит отметить, что в рассматриваемых проектах одинаковое количество участков линий тяговой сети, поэтому влияние подстанций, через которые они соединяются между собой, при данном сравнении можно не учитывать, оно будет несущественным, а основными влияющими факторами будут длины и классы напряжений.

Для оценки уровня безотказности каждого проекта можно считать, что участки являются соединенными последовательно с позиции надёжности, то есть отказ любого из них нарушает функционирование всей системы. Данный подход существенно упрощает задачу, однако,

существенно не повлияет на соотношения показателей надёжности двух вариантов относительно друг друга. Их сравнение и является задачей данного исследования. Математическая модель реализована в виде направленного графа переходов и состояний (рис. 3). Состояния 1 – 9 предполагают отказы на каждом из 9 участков, параметры

которых приведены в таблицах. Состояние 0 предполагает, что вся система исправна. Именно вероятность этого состояния и будет являться вероятностью безотказной работы всей системы.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА ПЕРМЬ – ИНДИГА

Участок	Длина участка, км	Род тока	Напряжение, кВ	Интенсивность отказов, 1/год	Интенсивность восстановления, 1/год
Пермская ГРЭС – Добрянка	8	Постоянный	3	0,28	1168
Добрянка – Ярино	22	Постоянный	3	0,77	1168
Всеволодо-Вильва – Красный Берег	88	Постоянный	3	3,08	1168
Красный Берег – Красновишерск	56	Постоянный	3	1,96	1168
Красновишерск – Петрецово	95	Постоянный	3	3,325	1168
Петрецово – Якша	66	Переменный	25	0,924	1233,8
Якша – Троицко-Печорск	104	Переменный	25	1,456	1233,8
Троицко-Печорск – Сосногорск	161	Переменный	25	2,254	1233,8
Сосногорск – Индига	510	Переменный	25	7,14	1233,8

Таблица II. ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКА ПЕРМЬ – АРХАНГЕЛЬСК

Участок	Длина участка, км	Род тока	Напряжение, кВ	Интенсивность отказов, 1/год	Интенсивность восстановления, 1/год
Соликамск – Гайны	154	Постоянный	3	5,39	1168
Гайны – Чернореченский	133	Постоянный	3	4,655	1168
Яр – Лесная	207	Переменный	25	2,898	1233,8
Лесная – Чернореченский	117	Переменный	25	1,638	1233,8
Чернореченский – Сыктывкар	124	Переменный	25	1,736	1233,8
Сыктывкар – Микунь	96	Переменный	25	1,344	1233,8
Микунь – Вендинга	197	Переменный	25	2,758	1233,8
Вендинга – Карпогоры	187	Переменный	25	2,618	1233,8
Карпогоры – Архангельск	212	Переменный	25	2,968	1233,8

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Для решения задачи удобно воспользоваться модифицированным топологическим методом [3]. Поскольку рассматриваемый граф является графом типа дерево, данный метод позволит обойтись без решения системы из 9 уравнений, а составить выражения для расчёта вероятности нахождения системы в каждом из состояний.

Суть метода заключается в следующем. Финальная вероятность определяется как

$$P_{(i)} = \frac{B_{mi}}{\sum_{i=1}^n B_{mi}}, \quad (1)$$

где n – число узлов графа,

B_{mi} – произведение интенсивностей переходов из всех крайних свободных узлов в узел, соответствующий i -му

состоянию системы, при перемещении по пути в направлении стрелок.

Пользуясь данным принципом были записаны выражения (2). Подставив в них численные данные и осуществив расчёты по (1) могут быть получены вероятности нахождения системы в каждом из состояний.

$$\begin{aligned} B_0 &= \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_1 &= \lambda_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_2 &= \lambda_2 \cdot \mu_1 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_3 &= \lambda_3 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_4 &= \lambda_4 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_5 &= \lambda_5 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_6 &= \lambda_6 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_7 &= \lambda_7 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_8 \cdot \mu_9, \\ B_8 &= \lambda_8 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_9, \\ B_9 &= \lambda_9 \cdot \mu_1 \cdot \mu_2 \cdot \mu_3 \cdot \mu_4 \cdot \mu_5 \cdot \mu_6 \cdot \mu_7 \cdot \mu_8. \end{aligned} \quad (2)$$

Решение данной задачи эффективнее реализовать в специализированном программном комплексе [4], интерфейс которого с результатами расчётов для варианта Пермь – Индига приведен на рис. 3.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для участка Пермь – Индига вероятность безотказной работы составила:

$P_{0 П-И} = 0,9827008648120219$, а для проекта Пермь – Архангельск:

$$P_{0 П-А} = 0,9789181966584375.$$

Разница в уровнях надёжности присутствует, однако, нельзя назвать ее существенной.

В совокупности с экономическими аспектами, рассмотренными ранее, можно сделать итоговый вывод: проект электрифицированной железной дороги БаренцКомУр (Пермь – Индига) является более предпочтительным для реализации.

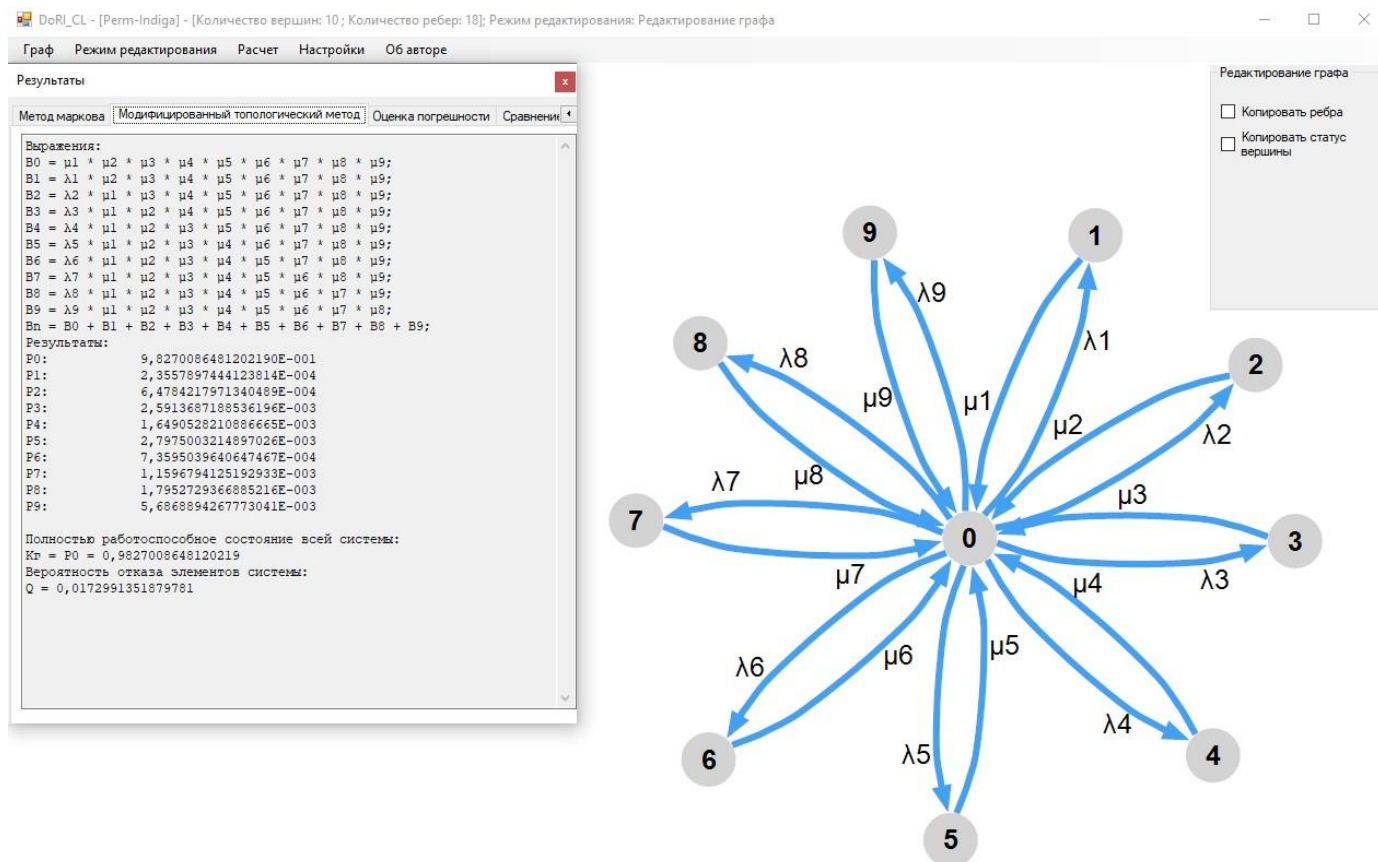


Рис. 3. Математическая модель с результатами расчёта для участка Пермь - Индига

Список литературы

- [1] Порт Индига // Инвестиционный портал Арктической зоны России URL:<https://arctic-russia.ru/project/port-indiga/?ysclid=mij3dzv1p5318259383> (дата обращения: 30.11.2025)
- [2] Назарычев, А. Н. Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения / А. Н. Назарычев, Д. С. Крупнев ; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН; Петербургский энергетический институт повышения квалификации Минэнерго России; Иркутский национальный исследовательский технический университет. – Новосибирск : Новосибирское отделение издательства "Наука", 2020. – 224 с. – ISBN 978-5-02-038810-9. – EDN BFEJBE.
- [3] Чекан, Г. В. Развитие топологического метода для комплексного подхода к определению показателей надёжности технических систем / Г. В. Чекан // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – № 5. – С. 51-57. – EDN STSMHF.
- [4] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019611932 Российская Федерация. DoRI_CL - Professional edition : № 2019610675 : заявл. 25.01.2019 : опубл. 07.02.2019 / Г. В. Чекан. – EDN BGVWLH.

РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО АВТОМОБИЛЬНОГО ТРАНСПОРТА И ЗАРЯДНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В РОССИИ ДО 2035 ГОДА: БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

Малимон А.П., Трофименко Е. С.

АО «Россети Тюмень»

Сургут, Россия

e-mail: malimonap@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие электрического транспорта - ключевой тренд энергетики: электрификация снижает спрос на углеводородное топливо и создаёт новые нагрузки на энергосистему. Российский рынок электромобилей (EV) пока на ранней стадии из-за высокой стоимости, дефицита зарядной инфраструктуры и зависимости от импорта, при этом государственные стратегии задают амбициозные целевые ориентиры до 2035 года.

Материалы и методы: Сценарное прогнозирование, SWOT- и PESTEL-анализ, модель Портера, матрица рисков.

Результаты: Базовый сценарий предполагает умеренные макроэкономические условия и дискретный характер государственной поддержки. К 2035 г. доля EV в новых продажах может достигать 20–25%, совокупный парк - порядка 3 млн единиц. Зарядная инфраструктура достигает около 72 тыс. станций в крупных агломерациях. Производственные мощности литий-ионных батарей и силовой электроники формируются на основе двух проектов с локализацией до 50%.

Выводы: Базовый сценарий возможен при сохранении текущей политики и устойчивой поддержки. Он формирует национальный рынок электротранспорта и уменьшает технологическую зависимость, однако сопровождается рисками неравномерного доступа к инфраструктуре, киберугроз и локальных перегрузок сетей. Результаты могут использоваться при обновлении стратегий, планировании сетей и уточнении мер поддержки.

Ключевые слова: электрический транспорт, зарядная инфраструктура, сценарное прогнозирование.

DEVELOPMENT OF ELECTRIC VEHICLES AND CHARGING INFRASTRUCTURE IN RUSSIA UP TO 2035: A BASELINE SCENARIO

Anastasiia Malimon, Evgenii Trofimenko

Rosseti Tyumen JSC

Surgut, Russia

e-mail: malimonap@yandex.ru

Abstract

Background: The development of electric transport is a key trend in the energy sector.: electrification reduces demand for hydrocarbon fuels and creates new loads on the power system. The Russian EV market is still at an early stage due to high vehicle costs, a deficit of charging infrastructure and dependence on imports, while national strategies set ambitious targets up to 2035.

Materials and methods: Scenario forecasting, SWOT and PESTEL analysis, Porter's Five Forces, and a high-level risk matrix.

Results: The baseline scenario assumes moderate macroeconomic conditions and a discontinuous pattern of state support. By the EV share in new car sales may reach 20–25%, with the total EV fleet amounting to around 3 million units. Charging infrastructure expands to approximately 72,000 stations, concentrated primarily in major urban agglomerations. Manufacturing capacity for lithium-ion batteries, power electronics is developed through two large-scale projects, achieving up to 50% localization.

Conclusions: The baseline scenario include continuation of current policies and stable governmental support. It contributes to shaping a national electric-vehicle market and reducing technological dependence, yet remains associated with risks of infrastructure access, cyber threats, and local network overloads. The findings may be applied in updating development strategies, network planning, and refining support measures.

Key words: electric vehicles, charging infrastructure, scenario forecasting.

1. ВВЕДЕНИЕ

Электромобили (EV) – один из наиболее динамичных сегментов мирового автопрома и ключевой элемент трансформации транспортной и энергетической отраслей.

Многие страны объявили о поэтапном отказе от автомобилей с ДВС к 2030–2035 гг., подтверждая тренд электрификации: массовый переход на EV снижает зависимость от нефти и создаёт новые нагрузки на энергосистемы [1].

Для России развитие электротранспорта стратегически важно: рынок EV пока невелик, инфраструктура развита фрагментарно, а доля продаж составляет около 0,1% мирового объёма [2]. Электрификация рассматривается как фактор снижения выбросов, улучшения городской экологии и формирования высокотехнологического сектора, что делает её значимой для долгосрочного развития страны [3].

Государство задаёт рамки развития, приняв «Энергетическую стратегию РФ до 2050 года» [4], в которой поддержка электротранспорта выделена как одно из приоритетных направлений топливно-энергетического комплекса; «Стратегию развития автомобильной промышленности до 2035 года» [5], а также специальную «Концепцию развития производства и использования электрического автомобильного транспорта до 2030 года» [6]. Однако реализация этих документов осложнена рядом факторов. Реализация осложнена сниженной экономической мотивацией перехода на EV [7], климатом и расстояниями при ограниченной сети ЭЭС [8], а также импортозависимостью ключевых компонентов [9]. При этом диверсификация экономики, технологический потенциал и рост ESG-повестки создают стимулы для развития отрасли.

Анализ литературы показывает высокий интерес: зарубежные работы описывают глобальные тенденции и меры поддержки EV, подчёркивая необходимость масштабного развертывания зарядной инфраструктуры [1, 10], тогда как отечественные исследования фиксируют барьеры спроса, институциональные ограничения [3, 11] и особенности государственной политики [12]. При этом отсутствует целостный реалистичный сценарий развития российского рынка EV и ЭЭС с учётом инвестиционных ограничений, локализации и пропускной способности сети, что и определяет научную проблему исследования.

Цель исследования: разработать реалистичный базовый сценарий развития рынка электротранспорта и сети электрозарядных станций в России на период до 2035 года на основе факторного анализа и сценарного подхода. Задачи: систематизировать драйверы и барьеры, выделить базовый сценарий и оценить его последствия для энергетики и технологической независимости. Научная новизна – в применении к российскому рынку электромобилей сценарного подхода. Полученные выводы обладают научной и практической значимостью и могут быть использованы при корректировке государственной политики и стратегических решений бизнеса.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В исследовании применяется метод сценарного анализа на горизонте до 2035 г. В качестве качественных инструментов использованы анализ сильных/слабых сторон отрасли (SWOT), анализ макрофакторов (PESTEL) и модель «пяти сил» Портера, чтобы выявить внутренние стимулы и барьеры [13,14,15]. Количественная часть опирается на демографические и автомобильные параметры, планы правительства и экспертные оценки: учтены требования и ориентиры официальных документов [4,6], а также прогнозы IEA и BloombergNEF [16,17]. Для базового сценария использованы целевые показатели стратегий (в т.ч. ориентир на 10–15% новых авто на электро тяге к 2030 г.), а для оптимистичного и

пессимистичного заданы разумные отклонения по темпам технологического развития и уровню господдержки.

При построении сценариев учитывались: государственная политика (инвестиции, субсидии, нормативы, санкции), экономические условия и цены на энергоносители, технологический прогресс и локализация производства, развитие зарядной инфраструктуры (сеть ЭЭС, стандарты разъёмов) и поведение потребителей. На основе сочетаний факторов сформированы три сценария – пессимистичный, базовый и оптимистичный – и для каждого оценены динамика парка EV и потребность в инфраструктуре.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Базовый сценарий. Этот сценарий учитывает стабильную, но эпизодическую господдержку, умеренную макроэкономику и цены на нефть \$60–80/баррель. По его прогнозу к 2035 г. доля EV в продажах новых легковых автомобилей может достичь ~20–25% (в соответствии с целями текущей энергетической стратегии). При этом совокупный парк электромобилей вырастет до примерно 3 млн штук. Число зарядных станций в базовом сценарии выйдет на уровень правительственной цели (72 тыс. к 2030) примерно к середине рассматриваемого периода. То есть к 2035 году в крупных агломерациях сеть будет удовлетворительной, а в удалённых регионах инфраструктура останется менее плотной. Производство аккумуляторов в сценарии развивается частично: к 2035 г. запущен один крупный завод мощностью ~10 ГВт·ч и строится второй, локализация компонентов достигает около 50%. Импортозависимость по ключевым элементам сохраняется, но отрасль постепенно формирует внутренний рынок электротранспорта и становится драйвером смежных секторов экономики (электроники, тяговых батарей, сервисных услуг).

При благоприятных условиях (активная поддержка, технологический прогресс, рост спроса) инновационный сценарий предполагает к 2035 г. долю EV в новых продажах около 30% (в соответствии со стратегией автопрома РФ), а долю электрического транспорта в сегменте электробусов и коммерческой техники — свыше 50%. Зарядная инфраструктура ускоренно расширяется до 120–150 тыс. станций, а производство легковых EV достигает 500–600 тыс. в год, создавая потенциал экспорта. Параллельный рост доли чистой генерации обеспечивает заметное снижение совокупных CO₂-выбросов транспорта.

В пессимистичном сценарии (спад и сокращение поддержки) происходит стагнация: производство остаётся точечным (~100 тыс. в год к 2035 г.), зарядная сеть – 20–30 тыс. станций; сохраняются нефтезависимость и экологические потери.

Текущие проекты и тренды. Уже наблюдаются первые проявления сценариев: в 2023 г. Запущен российский завод Motorinvest Evolut, однако при плане 12 тыс. автомобилей в 2024 г. фактически продано 1,6 тыс., что указывает на слабость спроса. «Москвич» ведёт серийную сборку модели 3e (сотни штук в год), а стартап «Атом» заявил более 105 тыс. предзаказов, демонстрируя потенциальный рынок. Параллельно заявлены проекты локализации (гигафабрики аккумуляторов Росатом/КАМАЗ в Татарстане, Калининграде и Нижнем Новгороде; планы добычи лития к 2030 г.), а число операторов зарядки выросло с 28 (начало 2022 г.) до 163 (февр. 2025 г.), при преимущественно локальных сетях.

Влияние на энергетику и промышленность. Расширение EV-парка приведёт к заметному росту потребления электроэнергии. По оценкам МЭА [16], к 2030 г. переход на EV приведёт к увеличению электропотребления на 6–8%. При этом нагрузка существенно неравномерна во времени и критична для распределительных сетей. Быстрые ЭЭС формируют основной спрос днём и вечером (07:00–21:00) с пиком 16:00–19:00; средняя сессия длится 25–54 минуты [18,19]. Зимой потребление EV возрастает на 34–50% (в экстремуме до 100%) из-за падения эффективности батарей и отопления салона [20,21]. Одновременно ночной «провал» нагрузки в жилом секторе создаёт потенциал для медленной зарядки: резерв мощности ТП ночью может достигать 67% [22].

На уровне ЭЭС России вклад зарядной инфраструктуры в пиковую мощность к 2030 г. невелик – около 0,25% с учётом разновременности максимумов. Однако в сетях 0,4 кВ риски локальных перегрузок в вечерний пик существенны: при доле EV 30% загрузка головных участков линий может достигать 76,4%, а длительность недопустимых просадок напряжения ниже -10% – более 11% суток [23]. Масштаб модернизации зависит от управления зарядкой: при «неуправляемой» зарядке (100% проникновение EV) модернизация может потребоваться до 28% сетей, при управляемой – до 9% [24], что усиливает требования к генерации (в т.ч. ВИЭ) и управлению пиками.

Снижение потребления нефтепродуктов (более 5 млн барр./сут к 2030 г.) уменьшает «углеродный след» транспорта, особенно при зарядке от чистой генерации. Параллельно формируются новые производства (аккумуляторы, электродвигатели, зарядная техника), но ограничения сохраняются из-за дефицита силовой электроники и материалов (локализация батарей 50%).

IV. ОГРАНИЧЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Построенный прогноз носит сценарный характер и зависит от исходных допущений. В базовом сценарии предполагается продолжение обозначенных программ, умеренный рост ВВП и реализация объявленных стратегий. Это значит, что любые значительные отклонения (новые политические санкции, скачок инфляции, технологические прорывы) изменят траекторию. Методологические ограничения: в анализе учтены ключевые экономические, технологические и политические факторы, однако не моделировались социальные предпочтения потребителей и неожиданная смена курса. Также велика технологическая неопределённость.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сценарный анализ показал, что при поддержке электромобили займут существенную долю рынка – до четверти новых авто к 2035 г. – и потребуют развития зарядной сети и энергетики. Базовый сценарий (≈20–25% EV, 3 млн авто, 72 тыс. зарядок к 2035 г.) позволяет сформировать самодостаточный рынок электротранспорта. Инновационный сценарий прогнозирует ещё более значительное влияние (до 30% EV и массовый экспорт), а негативный – застой. Будущее электромобилей в России во многом определяется политикой и решениями самого государства и ключевых игроков рынка. При надлежащей стратегии Россия способна интегрироваться в глобальный тренд (пусть и с некоторым запаздыванием по отношению

к Европе и Китаю), а при инерционности или неверных приоритетах – может остаться на обочине мирового прогресса. В исследовании подчеркнута, что развитие EV повлияет не только на транспорт будущего, но и на энергетику, экологию, индустриальную политику. Это междисциплинарная задача, требующая совместных действий министерств, региональных властей, бизнеса, научного сообщества. Ключевой вывод: электротранспорт становится фактором устойчивого развития, сокращающим выбросы и создающим новые отраслевые ниши. Вклад работы – в количественной оценке этих перспектив и в рекомендациях. Для государства важно интегрировать развитие EV в энергетическое планирование, стимулировать переход корпоративных автопарков (такси, каршеринг) на электротягу и поддерживать локализацию производства компонентов. Энергетические компании должны учитывать рост нагрузки от зарядной инфраструктуры и включать EV-цели в ESG-стратегии. Перспективы дальнейших исследований связаны с переходом от укрупнённых сценарных оценок к детализированным технико-экономическим моделям размещения и режимов работы ЭЭС, учёта отклика спроса и влияния на распределительные сети, а также к разработке комплексных моделей управления зарядкой в реальном времени. Для этого могут быть использованы подходы оптимизации и системного анализа, представленные в работах по планированию ЭЭС и их интеграции в энергосистему [10,25].

VI. КЛЮЧЕВЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

По результатам анализа приоритет следует сосредоточить на нескольких направлениях.

Государственная политика и регулирование. Требуется обновить Концепцию развития электротранспорта до 2035 года [6], закрепив измеримые цели по парку EV, доле продаж и числу зарядных станций и увязав их с Энергостратегией [4] и промышленными стратегиями. Для предотвращения стагнации необходимо продлить меры стимулирования до 2030 года (льготное кредитование с субсидией 25%, нулевой транспортный налог), сфокусировав поддержку на корпоративных парках и такси. Инфраструктурный приоритет – достижение 72 тыс. ЭЭС через ГЧП, вовлечение ТЭК, ускорение и удешевление техприсоединения, а также единые национальные стандарты. Регулирование целесообразно поэтапно переводить от стимулов к требованиям (квоты на продажи EV до 10% к 2030 г., отказ от закупок ДВС для госнужд). Технологический суверенитет должен обеспечиваться углублённой локализацией батарей и силовой электроники на базе СПИК 2.0 и грантов НИОКР, включая трансфер технологий в регионы и создание «электрогородов» как цифровых полигонов.

ТЭК, энергетика и промышленность. Рост электропотребления (до 20 млрд кВт·ч к 2035 г.) следует заранее учитывать в сетевом планировании, используя ночной провал нагрузки через специальные тарифы: «отложенный заряд» (23:00–07:00) снижает сетевые эффекты при доле EV до 20% и сокращает длительность отклонений напряжения ниже -10% на 6,5%, но требует рандомизации старта для исключения вторичных пиков. Для компенсации дневных пиков необходимы инвестиции в Smart Grid: вольт-вар регулирование и участие EV в компенсации реактивной мощности уменьшают

длительность недопустимых отклонений на 11% и потери до 26,3%, что делает интеллектуальное управление ключевым условием интеграции ЭЭС без капиталоемкой реконструкции [23]. Энергокомпаниям целесообразно развивать дочерние структуры по ЭЭС, нефтегазовому сектору – переходить к мультитопливным газам и поддерживать низкоуглеродную генерацию (АЭС, ВИЭ); металлургии – ускорять освоение литиевых месторождений. Автозаводам к 2027 г. требуется развернуть серийное производство линейки EV при поддержке госзаказа, синхронизируя меры с электронной отраслью (IGBT, силовая электроника) и химическим комплексом (электролиты, рециклинг), а IT-сектору – обеспечить платформенную интеграцию зарядной инфраструктуры.

Контур управления. Реализация стратегии должна сопровождаться жестким мониторингом: при отклонении от целей более чем на 20% необходима оперативная корректировка мер и федеральная просветительская кампания. Комплекс указанных действий повышает вероятность реализации базового/оптимистичного сценария и снижает риск закрепления негативной траектории.

Список литературы

[1] LaMonaca S., Ryan L. The state of play in electric vehicle charging services – A review of infrastructure provision, players, and policies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 154. P. 111733. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121010066>

[2] РБК. К 2030 году каждый десятый автомобиль в России сделают электрическим [Электронный ресурс]. – 23 авг. 2021. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/society/23/08/2021/612374789a7947598a18f2c6> (дата обращения: 01.12.2025).

[3] Юсупова И. В., Арзамасова А. Г., Селезнев Д. К. Актуальная повестка развития зарядной инфраструктуры для транспортных средств с электродвигателями в России // *Вестник Тихоокеанского государственного университета*. 2022. № 3 (66). С. 123-136. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/aktualnaya-povestka-razvitiya-zaryadnoy-infrastruktury-dlya-transportnyh-sredstv-s-elektrodvigatelyami-v-rossii>

[4] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года [Электронный ресурс] : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 12 апр. 2025 г. № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года». – М., 2025. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy> (дата обращения: 01.12.2025).

[5] Стратегия развития автомобильной промышленности Российской Федерации до 2035 года [Электронный ресурс] : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 28 дек. 2022 г. № 4261-р (ред. от 21 окт. 2024 г.) «Об утверждении Стратегии развития автомобильной промышленности Российской Федерации до 2035 года». – М., 2022. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436471/ (дата обращения: 01.12.2025).

[6] Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года [Электронный ресурс] : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 23 авг. 2021 г. № 2290-р (ред. от 29 окт. 2022 г.). – М., 2021. – Режим доступа: <https://static.government.ru/media/files/bW9wGZ2rDs3BkeZHf7ZsaxnblzQbJt.pdf> (дата обращения: 01.12.2025).

[7] Семикашёв В. В. Зачем России электромобили: драйверы развития и барьеры [Электронный ресурс] / В. В. Семикашёв, Е. В. Акимова, И. А. Меркулов и др. ; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М., 2022. – 52с. Режим доступа: <https://www.hse.ru/mirror/pubs/share/>

[8] 804556669.pdf (дата обращения: 01.12.2025).

[9] Синяк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В. Инновационный фактор в перспективном развитии ТЭК России // *Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН*. 2011. №9. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnyy-faktor-v-perspektivnom-razvitiit-ek-rossii>

[10] «Рынок электронных компонентов в России: текущие тренды и перспективы» (РТК Group, аналитический обзор, 2024). <https://ptkgroup.ru/press-centre/stati/rynok-elektronnykh-komponentov-v-rossii-tekushhie-trendyi-i-perspektivy/>

[11] Ma C. T. System Planning of Grid-Connected Electric Vehicle Charging Stations and Key Technologies: A Review // *Energies*. 2019. Vol. 12. N. 21. P. 4201. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/21/4201/pdf>

[12] Князев А. И. Обзор тенденций технологического развития и анализ рынка электромобилей и ЭЭС // *Вопросы устойчивого развития общества*. 2022. № 6. С. 200-209. URL: <https://disk.yandex.ru/i/ZumL-hNY97SDxg>

[13] Насонов А. А., Кравченко О. А., Волкова А. Ю. О регулировании государством сферы производства и применения электромобилей: правовой, экономический, технологический, инфраструктурный аспекты // *Современные прикладные исследования. Материалы пятой национальной научно-практической конференции*. Том 1. Новочеркасск, 2021. С. 256-264. URL: https://disk.yandex.ru/i/Y5_prvW9IQIBQ

[14] Денисов И. В. Зарядная инфраструктура электрического транспорта: прогнозная оценка динамики развития парка электромобилей в российской федерации // *Технико-технологические проблемы сервиса*. 2024. № 3 (69). С. 51-59. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zaryadnaya-infrastruktura-elektricheskogo-transporta-prognoznaya-otsenka-dinamiki-razvitiya-parka-elektromobiley-v-rossiyskoy>

[15] Евдокимов Д. Ю., Пономарев Ю. Ю. Развитие электрозаправочной инфраструктуры в регионах России: сценарный анализ // *Экономическое развитие России*. 2022. Т. 29. № 11. С. 59-76. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razvitiye-elektrozapravochnoy-infrastruktury-v-regionah-rossii-stsenarnyy-analiz>

[16] Михеев К. П., Чайка О. П. Прогноз развития сети электрозарядных станций в Российской Федерации к 2030 году // *Среда, окружающая человека: природная, техногенная, социальная. Материалы XI Международной научно-практической конференции*. 2022. С. 160-163. URL: <https://disk.yandex.ru/d/AJ76rk1CLPFGgw>

[17] International Energy Agency. Global EV Outlook 2023: Scaling up the transition to electric mobility. Paris: IEA, 2023. – 289 p. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

[18] BloombergNEF. Electric Vehicle Outlook 2024. New York: Bloomberg Finance L.P., 2024. – 198 p. URL: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/> (дата обращения: 01.12.2024).

[19] Воронин В. А. Анализ открытых данных об использовании электрозарядных станций постоянного тока для электромобилей // *Всероссийская школа молодых ученых. Цифровизация, декарбонизация и децентрализация современной электроэнергетики*. Севастополь, 2024. С. 218-225. URL: https://ciu.nstu.ru/library_admin/files/publications/

[20] 1725247567_380843.pdf#page=218

[21] Town G., Taghizadeh S., Deilami S. Review of Fast Charging for Electrified Transport: Demand, Technology, Systems, and Planning // *Energies*. 2022. Vol. 15. N. 4. P. 1276. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/4/1276>

[22] Yang Y., Zhong X., Lau B. P. L., Wu X., Yue Y., Wong V. W. S. Seasonal Variance of Electric Vehicle Charging Load Profiles and Implications for Charging Infrastructure Planning. URL: https://ira.lib.polyu.edu.hk/bitstream/10397/99312/1/Yang_Seasonal_Variance_Electric.pdf

[23] Wenxin Huang, Jianguo Wang, Jianping Wang, Haiyan Zeng, Mi Zhou, Jinxin Cao. EV charging load profile identification and seasonal difference analysis via charging sessions data of charging stations // *Energy*. 2024. Vol. 288. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544223031651>

[24] S0360544223031651

[25] Солянов Ю. И., Федотов А. И., Ахметшин А. Р., Федотов Е. А., Халтурин В. А. Определение расчетных электрических нагрузок зарядной инфраструктуры для электромобилей, интегрированной в электрические установки жилых и общественных зданий // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2024. Т. 26, № 6. С. 94–107. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie-raschetnyh-elektricheskikh-nagruzok-zaryadnoy-infrastruktury-dlya-elektromobiley-integrirovannoy-v-elektricheskie>

[26] Воронин В. А., Непша Ф. С. Управление напряжением в низковольтных распределительных сетях в условиях внедрения домашних зарядных станций электромобилей // *iPolytech Journal*. 2024. Т. 28. № 2. С. 261-272. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/upravlenie-napryazheniem-v-nizkovoltnyh-raspredelitelnyh-setyah-v-usloviyah-vnedreniya-domashnih-zaryadnyh-stantsiy-elektromobiley>

[27] Nour M. et al. Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems // *Energies*. 2020. Vol. 13. N. 18. P. 4675. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4675/pdf>

[28] Ahmad F. et al. Optimal location of electric vehicle charging station and its impact on distribution network: A review // *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 2314-2333. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722001809>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ МОЩНОСТИ, ЁМКОСТИ И ВИДА СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ДЕФИЦИТОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Манин Н.Т., Зайцева Е.В.

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Иваново, Россия

e-mail: manin.nick-man@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Системы накопления энергии- очевидный путь совершенствования технологий в энергетике. С развитием зелёной энергетики системы накопления энергии становятся обыденностью. Однако для России наиболее очевидным и актуальным направлением является применение систем накопления энергии для повышения надёжности работы изолированных энергосистем. Такие системы способны покрывать дефицит мощности при выходе из строя объектов генерации. Таким образом, актуальной задачей становится определение требуемых вида, мощности и ёмкости систем накопления энергии для изолированных энергосистем.

Материалы и методы: Использовались матричный метод оценки надёжности в Scilab.

Результаты: Проработана методика определения необходимого объема систем накопления энергии (СНЭ) при заданном уровне декомпозиции системы. В рамках данной методики была определена требуемая ёмкость СНЭ, а также предложен подход к оперативной оценке надёжности работы источников генерации с использованием комбинаторных методов. В ходе исследования были рассмотрены все возможные состояния изолированной энергосистемы.

Выводы: Выявлены ключевые преимущества и недостатки существующих методов анализа надёжности. В первую очередь, они касаются определения коэффициента надёжности источников генерации, вероятности их отказа и требуемого объёма резервирования мощности. Кроме того, сформулирован перечень требований к входным параметрам для проведения данного вида анализа.

Ключевые слова: системы накопления энергии, матричный анализ, надёжность энергосистемы

IDENTIFICATION OF CONTROLLED DEVICES SETUP VARIABLES FOR PROVIDING STEADY STATE STABILITY OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING SYSTEM

Nikolay Manin, Ekaterina Zaitseva

Ivanovo State Power Engineering University

Ivanovo, Russia

e-mail: manin.nick-man@yandex.ru

Abstract

Background: Energy storage systems are an obvious way to improve energy technologies. With the development of green energy, energy storage systems are becoming commonplace. However, for Russia, the most obvious and relevant area is the use of energy storage systems to improve the reliability of isolated power systems. These systems can cover power shortages when generating facilities fail. Therefore, it is important to determine the required type, capacity, and storage capacity of energy storage systems for isolated power systems.

Materials and methods: The matrix method of reliability assessment was used in Scilab

Results: A methodology has been developed for determining the required capacity of energy storage systems (ESSs) at a given level of system decomposition. This methodology has been used to determine the required capacity of ESSs and to propose an approach for assessing the reliability of generation sources using combinatorial methods. The study has considered all possible states of an isolated power system.

Conclusions: The key advantages and disadvantages of existing reliability analysis methods have been identified. These primarily relate to determining the reliability factor of generation sources, their failure probability, and the required amount of power redundancy. Additionally, a list of requirements for input parameters for conducting this type of analysis has been formulated.

Key words: energy storage systems, matrix analysis, and power system reliability.

I. ВВЕДЕНИЕ

Первоначально по программе ДПМ-1, запущенной в 2010 году, большая доля установленного оборудования была преимущественно западного производства. В настоящее время его обслуживание существенно затруднено. При этом советское оборудование, изготовленное до 1990-х годов, активно стареет. Совокупность этих факторов снижает надежность функционирования изолированных энергосистем, где устойчивая работа источников генерации является критически важной.

Анализ различных систем накопления энергии привёл к выводу, что наиболее перспективными на данный момент являются аккумуляторные (на литий – ионных и натрий – ионных в перспективе накопителей) и супер конденсаторах (табл.1).

В таблице под инерцией системы имеется в виду физический момент инерции, подключённый к синхронной машине. Этот параметр позволяет энергосистеме быть менее чувствительной к небалансу активной мощности, выраженной в изменении частоты. Именно поэтому у накопителей энергии на физических принципах (ГАЭС, маховики, СЖВ) – относительно высокая, а у химических и катушек – ниже. Впрочем, у аккумуляторов отчасти это виртуальными вентилями. Под реакцией понимается время отклика на импульс датчика частоты.

-Суперконденсаторы. Эти системы хранят заряд в виде поля между двумя разнозаряженными электродами между которыми находится диэлектрический буфер.

В России есть две самостоятельных компании – ТЭЭМП, осуществляющий полный цикл производства и внедрения суперконденсаторов и полупроводников на отечественных комплектующих.

Таблица I. СОПОСТАВЛЕНИЕ СИСТЕМ СНЭ

Параметры	Система					
	Аккумулятор (LiCoO2)	Супер-конденсатор	ГАЭС	Сжатый воздух	Сверх-проводная катушка	Супер-маховик
КПД %	85-90	95	75	65-70	95	98
Энергоемкость, Вт·ч/кг	150	15	–	–	200	300
Количество циклов	10 ³	10 ⁶	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁶	10 ⁵
Жизненный цикл, лет	5–10	10	50	20	10	20+
Время заряда	ч	сек	ч	ч	мин	мин
Выходная мощность, МВт	0,1-500	высокая	100-3600	100-200	высокая	высокая
CAPEX 1 квт*ч, долл. США	100-150	16000	300	500	–	400
Масштабируемость	высокая	средняя	низкая	низкая	средняя	высокая
Углеродный след	средние	низкие	высокие	средние	низкие	низкие
Инерция	Средняя (виртуальная инерция)	Низкая	Высокая	Высокая	Низкая	Низкая
Реакция	Вентиль (нужна система), высокая	Вентиль (нужна система), высокая	Низкая, синхронный генератор	Низкая, синхронный генератор	Вентиль (нужна система), высокая	Вентиль (нужна система), высокая
Применение	Суточные графики	Управление	Суточные графики	Суточные графики	Управление	Суточные графики

Это ООО «ТПС» (Titan power solution), имеющий как мощности для производства так и импортирующий конденсаторы с Китая. Последние обладают ёмкостью на ячейку 300-800 Ф и напряжением по 3-4 вольта.

На данный момент суперконденсаторы уже можно применять на уровне сетей для стабилизации напряжения в малонагруженных сетях для предотвращения веерных отключений, а также в качестве краткосрочного источника энергии, например на АЭС вместо аккумуляторов, уменьшив оперативные затраты. Из преимуществ над аккумуляторами стоит выделить: колоссальное количество циклов заряда – разряда, быструю зарядку, отсутствие необходимости сервиса. Из минусов – низкую плотность энергии (см.табл), невозможность работы при температурах выше 70 градусов и высокому саморазряду (до 2% в сутки), высокая стоимость. Дальнейшее развитие – применение графеновых структур, что повысит плотность энергии в 3-4 раза и сравняет конденсаторы с кислотными аккумуляторами.

-Натрий – ионные.[1] Наиболее перспективные разработки на данный момент. Причины: использование в катоде натрия, который легко получить электролитическим методом из каменной соли. Запасы каменной соли в России велики и даже ряд городов получили названия от данных рудников. Не подвержены возгоранию в случае попадания воды или перегрева, короткого замыкания. Лучшие прототипы на данный момент обладают стоимостью \$40–80/кВт·ч (Li-ion: \$100–150/кВт·ч), однако недостаточным ресурсом для запуска в массовое производство. Аккумуляторные системы актуальны для регулирования суточных графиков, поскольку их широкое масштабирование нецелесообразно из за большого объема оборудования. Предпочтительны иные системы.

-Система накопления на сжатом воздухе использует ресиверы (редко) или подземные полости – солевые пещеры и прочие полости природного происхождения поэтому во внешней системе нет необходимости..

Предположительно, в Китае завершится подготовка к серийной сборке к 2030 году.

II. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Для поиска необходимой мощности и ёмкости системы накопления энергии хорошо показал себя матричный метод надёжности. Впрочем, существует априорный метод надёжности – по анализу существующих статистических рядов и построения регрессии.[2]. Для него необходимы длительности отказов $T_{от}$ и объекты, на которых произошёл отказ – это выходит далеко за рамки возможностей сбора информации. Существует так же апостериорный метод – на основе сравнения показателей идентичных изделий. Однако, объекты генерации таковыми являться не могут. По это причине выбран матричный метод надёжности. Далее будет описание алгоритма и метода его работы

1) Ввод исходных данных – Мощности объектов генерации N_i и их коэффициента надёжности β , мощности системы $N_{с.}$. Коэффициент надёжности β – безразмерная величина от 0 до 1, где 0 – оборудование точно откажет, 1 – оборудование точно не откажет. Поэтому коэффициент всегда в промежуточном положении. Он отражает выражение $\beta=(1-\Sigma P_i)$ [3] где P_i -вероятность отказа i – элемента объекта генерации, которое повлечёт за собой аварийный вывод из работы. На табл. Представлены объекты генерации и исходные данные для них

Для объектов генерации надёжность – способность выдавать мощность в установленном объеме необходимое время. В моей работе она оценена как средняя наработка оборудования без учёта электросетевого хозяйства, сроки эксплуатации и капитальных ремонтов которого мне неизвестен, поэтому он принят за единицу. Поэтому коэффициент обратно пропорционален возрасту станции, но не ниже 80% - необходимого значения.

Таблица II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Название объекта	Мощность, МВт	КИУМ, %	Год ввода	β
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	505	≈50	1969-2024	0,90
Сахалинская ГРЭС-2	120	≈61	2019	0,97
Ногликская ГТЭС	48	≈28	1999	0,95
Охинская ТЭЦ	99	≈42	1969-2016	0,88

2) Генерация матрицы состояний для всех возможных случаев отказа. Поскольку разобран момент пикового потребления мощности, то допущено что в нормальном случае все объекты генерации находятся в работе.

Матрица может генерироваться как в ручном режиме, так и с помощью алгоритма. В ручном методе для большого количества объектов генерации целесообразнее применение алгоритма перебора

Матрица – подборка всех вариантов путём перебора комбинаторикой. В общем виде, количество состояний будет оценено как 2^n , где n -количество объектов генерации. В нашем случае, их количество будет равно 16.

Таблица III. МАТРИЦА СОСТОЯНИЙ

Состояние	G1	G2	G3	G4
1	1	1	1	1
2	1	1	1	0
2^n	0	0	0	0

3) Расчет доступной мощности и вероятности небаланса(табл.4).

Мы считаем что вероятность каждого из 2^n состояний выражена как произведение вероятностей каждого события

Таблица IV. МАТРИЦА ВЕРОЯТНОСТИ СОБЫТИЙ

№	G1 G2 G3 G4	Мощность	Вероятность
1	1 1 1 1	772	$0.97*0.96*0.94*0.92 = 0.805$
2	1 1 1 0	$505+120+48 = 673$	$0.97*0.96*0.94*(1-0.92) = 0.070$
3	1 1 0 1	$505+120+99 = 724$	$0.97*0.96*(1-0.94)*0.92 = 0.051$
4	1 1 0 0	$505+120 = 625$	$0.97*0.96*(1-0.94)*(1-0.92) = 0.0045$
5	1 0 1 1	$505+48+99 = 652$	$0.97*(1-0.96)*0.94*0.92 = 0.0335$
6	1 0 1 0	$505+48 = 553$	$0.97*(1-0.96)*0.94*(1-0.92) = 0.0029$
7	1 0 0 1	$505+99 = 604$	$0.97*(1-0.96)*(1-0.94)*0.92 = 0.0021$
8	1 0 0 0	$505 = 505$	$0.97*(1-0.96)*(1-0.94)*(1-0.92) = 0.0002$
9	0 1 1 1	$120+48+99 = 267$	$(1-0.97)*0.96*0.94*0.92 = 0.0249$
10	0 1 1 0	$120+48 = 168$	$(1-0.97)*0.96*0.94*(1-0.92) = 0.0022$
11	0 1 0 1	$120+99 = 219$	$(1-0.97)*0.96*(1-0.94)*0.92 = 0.0016$
12	0 1 0 0	$120 = 120$	$(1-0.97)*0.96*(1-0.94)*(1-0.92) = 0.0001$
13	0 0 1 1	$48+99 = 147$	$(1-0.97)*(1-0.96)*0.94*0.92 = 0.0010$
14	0 0 1 0	$48 = 48$	$(1-0.97)*(1-0.96)*0.94*(1-0.92) = 0.0001$
15	0 0 0 1	$99 = 99$	$(1-0.97)*(1-0.96)*(1-0.94)*0.92 = 0.0001$
16	0 0 0 0	0	$(1-0.97)*(1-0.96)*(1-0.94)*(1-0.92) = 0.000001$

Если источник генерации в состоянии «1» то его вероятность P , а в случае состояния «0» его вероятность $(1-P)$ что равно вероятности отказа, она обратна вероятности исправной работы P .

Для состояния 2 (см.табл) вероятность наступления будет равна $0,9*0,97*0,95*(1-0,88)$.

Затем для каждого состояния будет рассчитана мощность как произведение $1/0* N_{эi}$

4) Определение дефицитных состояний.

Для каждого состояния системы оценивается небаланс по необходимой (задаётся на первом этапе) и располагаемой мощности. Вероятность каждого состояния из 2^n суммируется.

5) Определение мощности СНЭ.

Во – первых состояния с небалансом по мощности сортируются по возрастанию. По известным вероятностям наступления этих состояний создаём кумулятивную сумму значений вероятностей до тех пор, пока они не станут меньше допустимого риска, который задаём самостоятельно

6) Определение ёмкости СНЭ.

Находим математическое ожидание дефицитов мощности при всех состояниях и умножаем на коэффициент запаса 1,5

7) Визуализация результатов(рис. 1)

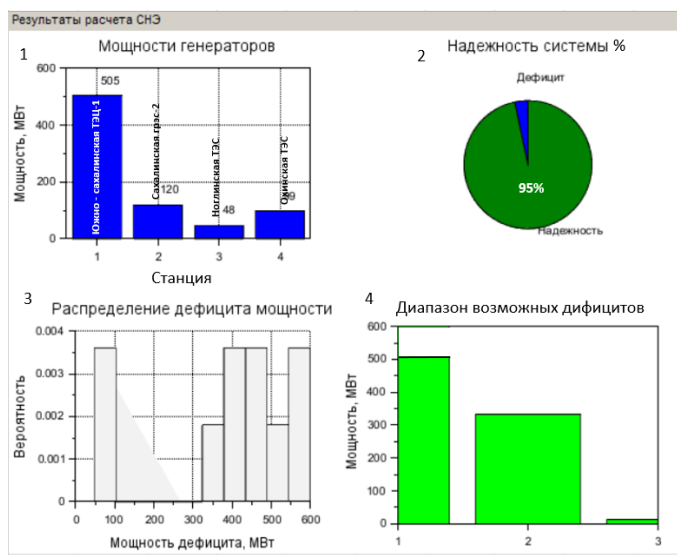


Рис. 1. Визуализация результатов. 1- Диаграмма станция – общая мощность, 2- Интегральная надёжность системы (см п.1), 3-Диаграмма распределений дефицитов, отражающая вероятность и размер дефицита, 4 – Разброс дефицитов по мощности

Возникает сложность оценки надёжности β , для которой необходимо знать вероятности отказа оборудования. Поскольку объекты генерации включают в себя такие компоненты, как питательные насосы, котлы, конденсатные насосы и системы уплотнений, которые образуют последовательную цепочку, в пункте 1 указано, что их вероятности отказов перемножаются.

Однако сбор такой информации требует анализа работы каждого объекта генерации за определённый период. Это свидетельствует о необходимости доработки друг на друга: область устойчивости в.

Во-первых, количество рассматриваемых объектов генерации ограничено, поскольку число возможных событий растёт как степенная функция: с увеличением числа объектов увеличивается и сложность расчётов. Работа с такими рядами становится затруднительной, а перемножение вероятностей требует высокой точности вычислений — даже восьмой знак после запятой может оказаться существенным.

Во-вторых, этот метод не учитывает состояние электросетевого хозяйства. Например, мощность энергосистемы Сахалина составляет около 1 ГВт, однако в рассмотрении участвовали лишь четыре крупнейших источника генерации. Более половины генерирующих объектов острова не являются объектами диспетчеризации, что требует отдельного анализа их устойчивости и возможности использования для быстрого ввода резерва.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Консольная версия программы не предусматривает использование графического интерфейса. В результате выполнения запроса были получены результаты анализа: мощность 333 МВт и ёмкость 12 МВт. В соответствии с

пунктом 1 принято решение рекомендовать реализацию данной системы на основе аккумуляторных станций.

На текущем этапе предлагается использовать литий-ионные аккумуляторы, с перспективой перехода на натрий-ионные технологии отечественного производства.

Причина такого выбора – активная эволюция технологий в развитии химических аккумуляторов. Так, средняя стоимость за квт*ч LiCoO₂ Li – Ion аккумулятора упала в среднем в три раза, начиная с 2010 года за счёт активной разведки и выработки месторождений в Южной Америке. Однако, в перспективе будет создано соглашение об санкционировании использования данного материала как экологически опасного, что является драйвером развития Na – Ion аккумуляторов. Хотя и их энергоёмкость в перспективе будет 200 Вт*ч/кг (против 300 у литиевых) на них пойдут активы, вложенные в литий.[4].

При этом важно отметить, что после внедрения указанных мер необходимо обеспечить содержание электросетевого и генерирующего оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов.

Список литературы

- [1] Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы © И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, В.Е. Рудник, А.С. Гусев Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
- [2] Анализ статистических методов испытаний и оптимизация расчёта надёжности при производстве электронных средств / А.С. Костоюков, И.С. Бобылкин, Л.Н. Никитин, А.А. Пирогов. — Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2018..
- [3] Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС [Текст] : учебно-методический комплекс по дисциплине для специальности 140101.65 – "Тепловые электрические станции" / Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Амурский государственный университет» ; [утверждено зав. кафедрой энергетики Ю.В. Мясоедов]. – Амур, 2012.
- [4] Натрий вместо лития: как российские ученые создают аккумуляторы будущего [Электронный ресурс] // Mail.ru наука. – Режим доступа: <https://science.mail.ru/articles/888-natrij-v-mesto-litiya-kak-rossijskie-uchenye-sozdayut-akkumulyatory-budushhego/>. – (Дата обращения: 28.01.2026

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАТНОХОДОВОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ИСТОЧНИКАМИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Мурашов А.Д., Трофимов И.М., Алешин Д.А., Кралин А.А., Шалухо А.В.
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия
e-mail: psne@nntu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время сфера применения источников питания постоянного тока непрерывно расширяется – от маломощных мобильных устройств до систем с возобновляемыми источниками энергии. При этом различные источники энергии, таких как солнечные панели, термоэлектрические генераторы, аккумуляторы, топливные элементы, характеризуются существенно различающимися выходными параметрами, что накладывает индивидуальные требования к преобразователям напряжения по диапазону входного напряжения, динамике изменения нагрузки и условиям эксплуатации. Существующие топологии, как правило, оптимизированы под узкий класс применений, что ограничивает их универсальность или приводит к избыточности массогабаритных показателей при использовании в разнородных системах. В связи с этим особенно актуальной становится задача разработки унифицированной топологии преобразователя, сочетающей высокую энергоэффективность, компактность, надёжность и адаптивность к широкому спектру автономных источников постоянного тока.

Материалы и методы: Использовалась программа *MATLAB/Simulink*

Результаты: Разработана имитационная модель преобразователя, оценена эффективность системы управления преобразователем. Была выявлена проблема, проявляющаяся при запуске преобразователя и определен способ её решения.

Выводы: Предложена топология обратноходового преобразователя с ЧШИМ регулированием, позволяющего повысить энергоэффективность системы электроснабжения и уменьшить массогабаритные показатели преобразователя.

Ключевые слова: источники постоянного тока, *DC/DC* – преобразователь, обратноходовой преобразователь, способ повышения энергоэффективности, твердооксидные топливные элементы

DEVELOPMENT AND RESEARCH OF A FLYBACK CONVERTER TO INCREASE THE EFFICIENCY OF POWER SUPPLY SYSTEMS WITH DC SOURCES

Aleksandr Murashov, Ivan Trofimov, Dmitriy Aleshnin, Aleksey Kralin, Andrej Shalukho
Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: psne@nntu.ru

Abstract

Background: Nowadays, the application of DC power supplies is continuously expanding—from autonomous devices to renewable energy systems and electric mobility. Various energy sources, such as solar panels, thermoelectric generators, batteries, and fuel cells, exhibit significantly different output characteristics, imposing diverse requirements on voltage converters in terms of input voltage range, load dynamics, and operating conditions. Existing converter topologies are typically optimized for a narrow range of applications, which limits their universality and leads to excessive size and weight when deployed in heterogeneous systems. Therefore, the development of a unified converter topology that combines high energy efficiency, compactness, reliability, and adaptability to a wide range of stand-alone DC power sources has become particularly relevant.

Materials and Methods: The MATLAB/Simulink software was used

Results: The simulation model were defined, and the effectiveness of the converter control system was evaluated. Issues occurring during converter startup were identified, and solutions to address them were determined.

Conclusions: A converter topology is proposed that improves the system's energy efficiency and reduces its size and weight.

Key words: DC power sources, DC/DC converter, flyback converter, energy efficiency enhancement technique, solid oxide fuel cells

1. ВВЕДЕНИЕ

С целью повышения энергоэффективности систем электроснабжения с источниками постоянного тока в качестве входного преобразователя предлагается использовать обратноходовую топологию, описанную в [1]. Данная схема обеспечивает рекуперацию энергии рассеивания во входную емкость преобразователя, что уменьшает тепловые потери и способствует повышению КПД. Система управления преобразователя реализована на основе частотно-широотно-импульсной модуляции (ЧШИМ), основным отличием от широтно-импульсной модуляции (ШИМ) является изменение не только ширины управляющего импульса, но и его периода, что расширяет диапазон регулирования выходной мощности. Однако при использовании одиночного обратноходового преобразователя возникают токовые паузы – интервалы времени, когда потребляемый ток от автономного источника питания прерывается, что приводит к снижению КПД источников постоянного тока (солнечные панели, топливные элементы) [2]. Для обеспечения непрерывного потока мощности предлагается конфигурация, в которой два идентичных обратноходовых преобразователя работают параллельно в противофазе, формируя единый модуль.

Помимо различных требований к выходному напряжению, динамике изменения нагрузки, условию эксплуатации источники постоянного тока обладают общими параметрами такими как: обеспечение непрерывного потока мощности и работы в точке оптимальной отдаваемой мощности. В связи с этим представляется возможным сформировать класс преобразователей, которые будут способны обеспечивать требуемые электрические параметры для широкого спектра автономных источников постоянного тока.

В работе в качестве источника постоянного тока рассматривается батарея из твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) с номинальным напряжением 100 В. Такой выбор обосновывается несколькими факторами: 1) ТОТЭ обладает большим количеством предъявляемых требований к входному преобразователю: обеспечение непрерывной генерации мощности, работа в оптимальной точке отдаваемой мощности, медленная реакция к изменению нагрузки; 2) возможность работы на различных типах топлива.

II. ЭММИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

A. Параметры модели

Моделирование обратноходового преобразователя выполнено в программной среде *MATLAB/Simulink* с использованием библиотеки *Specialized Power Systems*. Моделирование позволяет выявить недостатки схемотехнического решения, не учтённые на этапе проектирования, а также уточнить электрические параметры компонентов.

В качестве источника питания используется библиотечный твердооксидный топливный элемент. Основные электрические параметры, необходимые для расчёта компонентов системы, приведены в таблице I.

Таблица I. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Напряжение батареи ТОТЭ (В)	Номинальная мощность батареи ТОТЭ (Вт)	Напряжение нагрузки (В)	Максимальная частота коммутации (Гц)
100	3000	310	30000

B. Описание модели

Модель, представленная на рис. 1, включает входной каскад рис. 2 и два обратноходовых преобразователя рис. 3, входы которых соединены параллельно, а выходы последовательно с целью повышения выходного напряжения. В качестве нагрузки используется активное сопротивление.

Входной каскад включает ТОТЭ, диод, входной LC-образный LC-фильтр, а также два ключевых элемента, реализующих функцию предзаряда входного конденсатора от буферной аккумуляторной батареи (АБ). Напряжение буферной АБ выбирается на основе рабочего напряжения топливного элемента при минимальном выходном токе; согласно вольт-амперной характеристике (ВАХ) ТОТЭ данный уровень составляет 140 В.

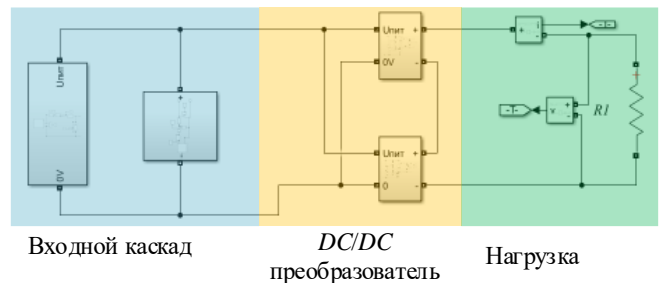


Рис. 2. Имитационная модель преобразователя

C. Описание алгоритма работы системы

Запуск системы осуществляется с предзаряда входной ёмкости преобразователя от буферной аккумуляторной батареи. На данном этапе управляющие импульсы на силовые ключи не подаются, а ТОТЭ отключён от энергетической системы. После достижения заданного уровня напряжения на входном конденсаторе АБ отключается от шины постоянного тока, и питание системы обеспечивается исключительно от топливного элемента. Система управления генерирует управляющие импульсы для силовых ключей, обеспечивая плавное нарастание выходной мощности до номинального значения. Последовательность этапов пуска представлена на рис. 4.

В случае увеличения выходной мощности сверх номинальной мощности ТОТЭ дефицит энергии компенсируется за счёт подключения буферной АБ к шине

постоянного тока. Критерием подключения АБ служит снижение напряжения топливной ячейки ниже установленного порогового уровня. При возвращении нагрузки к номинальному значению АБ отключается от энергосистемы; критерием отключения является снижение тока нагрузки до заданного уровня. Режимы работы при мощности нагрузки, меньше номинальной не рассматриваются.

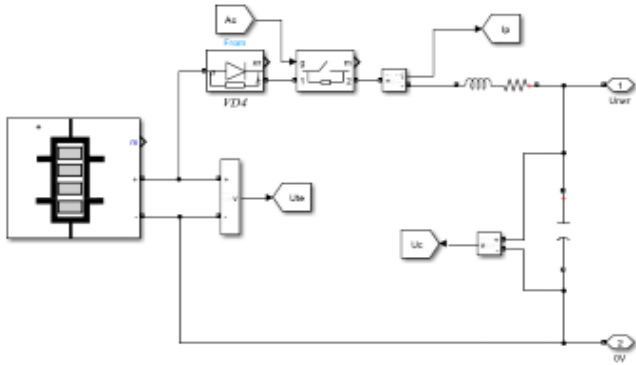


Рис. 3. Входной каскад преобразователя

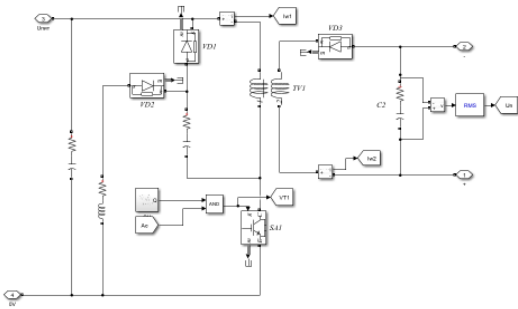


Рис. 4. Обратный DC/DC преобразователь

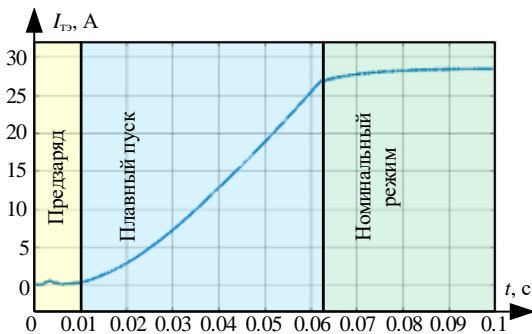


Рис. 5. Процесс запуска преобразователя

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

A. Номинальный режим работы

В номинальном режиме работы преобразователь должен функционировать исключительно за счёт электроэнергии, генерируемой ТОТЭ. Однако, как следует из рис.5, на этапе пуска преобразователя наблюдается временной интервал, в течение которого мощность, вырабатываемая ТОТЭ, оказывается недостаточной для обеспечения требуемых пусковых токов. Данная проблема решается подключением буферной аккумуляторной батареи к шине постоянного тока компенсируя дефицит энергии топливного элемента.

Рис.6. иллюстрирует ток, потребляемый от ТОТЭ. В номинальном режиме работы коэффициент пульсаций тока не превышает 0,15%, что позволит эффективно использовать ТОТЭ и повысит время его эксплуатации [3]. При подключении АБ к шине постоянного тока наблюдается кратковременное снижение потребляемого тока, инициирующее автоколебательный процесс с временем затухания 20 мс и амплитудой колебаний 2,66 А. Данный переходный процесс не оказывает существенного влияния на функционирование топливной ячейки [4].

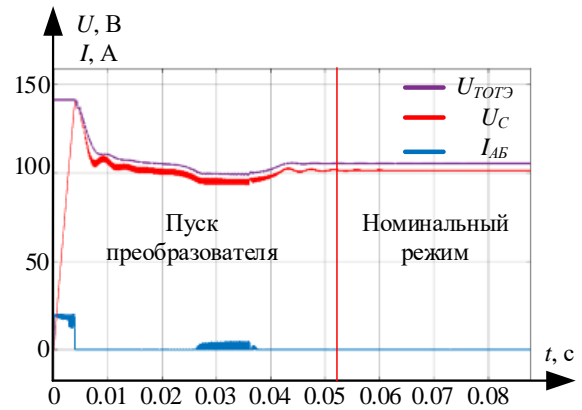


Рис. 6. Диаграмма тока и напряжений входного каскада

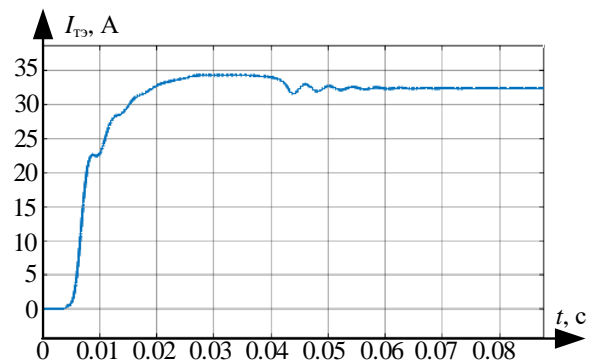


Рис. 7. Диаграмма тока топливной ячейки

B. Гибридный режим работы

В рассматриваемом режиме работы нагрузка изменяется ступенчато: сопротивление снижается от номинального значения $R_{ном} = 32 \text{ Ом}$, до $R_{мин} = 18 \text{ Ом}$. Соответственно, выходная мощность возрастает от номинальной $P_{ном} = 3 \text{ кВт}$ до максимальной $P_{макс} = 5,3 \text{ кВт}$.

Исходя из диаграммы, представленной на рис.7 можно сделать следующие выводы: при изменении величины нагрузки и при величине тока ТОТЭ меньше максимального допустимого значения происходит автоколебательный процесс. При увеличении значения нагрузки свыше номинального значения поддержание выходной мощности преобразователя производится за счет буферной АБ. Автоколебательный процесс происходит из-за скачкообразного изменения тока накачки дросселя обратного преобразователя.

Во временной промежуток с $t_1 = 0,18 \text{ с}$ до $t_2 = 0,183 \text{ с}$ наблюдается скачкообразное уменьшение тока ТОТЭ, данный процесс связан с ограничением максимального тока нагрузки и обусловлен системой управления.

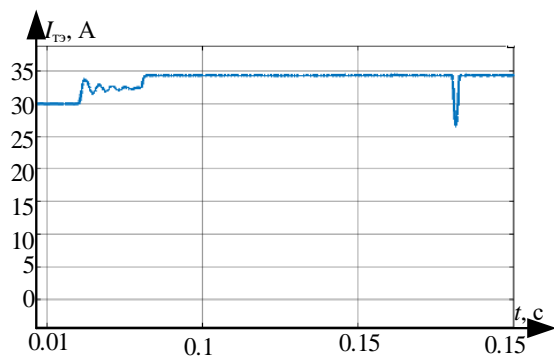


Рис. 8. Диаграмма тока ТОТЭ в гибридном режиме

Согласно рис.8 и рис.9 у системы управления есть три режима работы. На начальном этапе преобразователь работает в режиме плавного пуска. В этот момент времени напряжение нагрузки постепенно увеличивается до номинального значения. После его достижения система управления переходит в режим стабилизации выходного напряжения. В интервале времени от 0,02 с до 0,16 с происходит ступенчатое изменение сопротивления, что сопровождается увеличением тока нагрузки. При этом выходное напряжение остаётся неизменным, что свидетельствует о высокой динамической устойчивости контура регулирования. На последнем промежутке времени система управления работает в режиме стабилизации тока, обеспечивая ограничение токовой нагрузки. Таким образом, анализ внешней характеристики преобразователя иллюстрирует высокую точность стабилизации выходного напряжения, отсутствие скачкообразных изменений напряжений, защиту от токовых перегрузок, что доказывает эффективность системы управления.

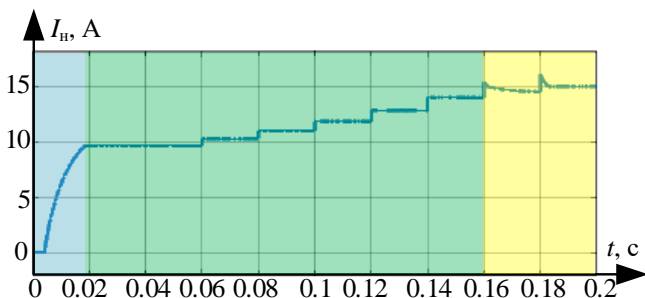


Рис. 9. Диаграмма тока нагрузки

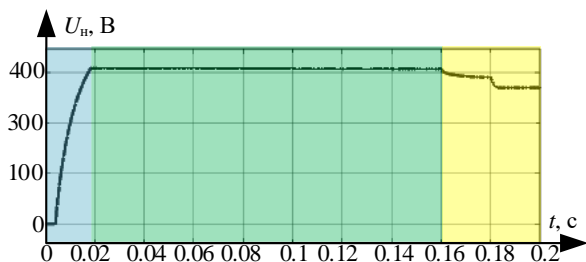


Рис. 10. Диаграмма напряжения нагрузки

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для обеспечения энергоэффективной интеграции автономных источников постоянного тока предложена топология обратноходового преобразователя с ЧШИМ регулированием. Для подтверждения перспективности

рассматриваемой топологии была разработана модель в программном пакете *MATLAB/Simulink*, в которой в качестве источника постоянного тока использован ТОТЭ.

В ходе моделирования установлено, что при работе преобразователя в номинальном режиме коэффициент пульсации тока ТОТЭ не превышает 0,15%. При запуске устройства возможно возникновение дефицита энергии, что говорит о необходимости реализации энергетического комплекса на основе ТОТЭ совместно с буферными источниками питания. Низкие пульсации тока и стабилизация выходных напряжения и тока подтверждают эффективность работы системы управления.

Обратноходовая топология преобразователя с ЧШИМ регулированием обладает потенциалом создания преобразователей напряжения модульного исполнения. Такое решение позволит на основе одного модуля наращивать выходную мощность источников питания автономных объектов, в том числе, на основе ТОТЭ.

Необходимо: для подтверждения низкой инерционности системы управления необходимо провести исследования динамических процессов, которые имеют скачкообразный процесс и аperiodический характер.; доработать топологию *DC/DC* – конвертора, обеспечивающего равенство уровней выходных напряжений АБ и ТОТЭ и двунаправленного потока мощности, расширить модель дополнительными модулями включенными параллельно.

Список литературы

- [1] Дейнеко Д.С. Встроенный ограничитель без рассеяния энергии для обратноходового преобразователя // Практическая силовая электроника. - 2010. - №3. - С. 10-16..
- [2] LAI J.-S., ELLIS M. W. Fuel Cell Power Systems and Applications // Proceedings of the IEEE. — 2017. — Vol. 105, № 11. — P. 2166–2190. — DOI: 10.1109/JPROC.2017.2723561 CAO L., LOO K. H., LAI Y.
- [3] CAO L., LOO K. H., LAI Y. M. Frequency-adaptive filtering of low-frequency harmonic current in fuel cell power conditioning systems // IEEE Transactions on Power Electronics. — 2015. — Vol. 30, № 4. — P. 1966–1978. — DOI: 10.1109/TPEL.2014.2327136 .
- [4] LIU C., LAI J.-S. Low frequency current ripple reduction technique with active control in a fuel cell power system with inverter load // IEEE Transactions on Power Electronics. — 2007. — Vol. 22, № 4. — P. 1429–1436. — DOI: 10.1109/TPEL.2007.900678

ФОРМИРОВАНИЕ ОБЛАСТЕЙ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПРИ ДОЛГОСРОЧНОМ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Новиков Р.М., Беляев Н.А.

Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы»

Москва, Россия

e-mail: novikov-rm@ntcees.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В статье рассматриваются методические подходы к формированию рациональной области применения объектов распределенной генерации для использования в расчетах и учете при формировании долгосрочного прогнозного потребления энергосистем.

Материалы и методы: Предложен методический подход построения рациональных областей применения объектов распределенной генерации, основанный на сопоставлении затрат для вариантов электроснабжения потребителя от собственной распределенной генерации и при подключении к централизованной сети, при расчетах применялось программное обеспечение Microsoft Office, MATLAB.

Результаты: Получены семейства областей рационального использования объектов распределенной генерации для различных вариантов электроснабжения потребителей, определены основные закономерности и ограничения областей рационального использования.

Выводы: Предложенный методический подход позволяет оценить целесообразную область применения объектов распределенной генерации в условиях отсутствия конкретных параметров развития объектов генерации, может применяться при долгосрочном планировании развития энергосистем. Последующая доработка метода может уменьшить вероятность принятия неоптимальных решений при долгосрочном прогнозе развития энергосистем.

Ключевые слова: распределенная генерация, возобновляемая энергетика, схема внешнего электроснабжения, категория надежности, накопители энергии.

FORMATION OF RATIONAL APPLICATION DOMAINS FOR DISTRIBUTED GENERATION FACILITIES IN LONG-TERM POWER SYSTEM PLANNING

Roman Novikov, Nikolaj Belyaev

Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

Moscow, Russia

e-mail: novikov-rm@ntcees.ru

Abstract

Background: This paper examines methodological approaches to forming rational application domains for distributed generation (DG) facilities to be used in calculations and accounting when preparing long-term forecasted consumption (load) of power systems.

Materials and Methods: A methodological approach is proposed for constructing rational application domains for DG facilities based on a comparison of costs for two consumer supply options: supply from the consumer's own distributed generation and supply via connection to the centralized grid. Calculations were performed using Microsoft Office and MATLAB software.

Results: Families of domains for the rational use of distributed generation units were obtained for various consumer supply scenarios. The principal patterns and limitations of these rational-use domains were identified.

Conclusions: The proposed methodological approach enables assessment of the economically and technically appropriate domain for deployment of DG facilities in situations where concrete development parameters of generation assets are absent, and

it can be applied in long-term power-system planning. Further refinement of the method may reduce the probability of making suboptimal decisions in long-term power-system development forecasts.

Key words: distributed generation, renewable energy, external power-supply scheme, reliability category, energy storage systems.

I. ВВЕДЕНИЕ

В современной энергетике происходят структурные изменения, которые обусловлены декарбонизацией, цифровизацией и необходимостью повышения устойчивости энергосистем.

Распространение распределенной генерации (РГ) одно из ключевых направлений текущего «энергетического перехода»

Хотя распространение РГ принято противопоставлять традиционной централизованной модели развития энергосистем, даже централизованные системы энергоснабжения изначально начали формироваться из объединений локальных установок, расположенных вблизи доступных территориальных ресурсов и центрах потребления [1].

Стоит отметить, что мощность РГ является составной частью балансов мощности и электроэнергии энергосистем. РГ не новое явление в энергетике, не изменяет облик энергосистемы, она базируется на те же технологиях производства электрической энергии, что и большая системная генерация. При этом РГ в большей степени ориентирована на использование территориально доступных энергоресурсов.

В то время, как потребитель делает выбор в пользу собственной распределенной генерации, он в то же время инвестирует и в развитие энергосистемы, и в изменение конфигурации энергосистем.

Для примера, на фоне складывающегося дефицита электроэнергии и мощности в отдельных энергосистемах ЕЭС России обсуждается снятие системных ограничений на выдачу мощности объектов РГ [2].

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), к 2030 году доля РГ в глобальной генерации достигнет 25%, причём 80% роста мировых мощностей будут приходиться на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Такая динамика обусловлена не только экологическими, но и экономическими факторами: снижением стоимости технологий, а также ростом тарифов на передачу энергии в централизованных сетях [3].

РГ классифицируются по используемому виду топлива (органическое топливо, возобновляемые природные ресурсы), а также по видам технологии (различные виды возобновляемой энергетики, тепловые мини-ТЭС):

Если сравнивать крупную системную генерацию и распределенную генерацию по различным критериям, таким как; капиталовложения, операционные расходы, аварийность, топливоснабжение, экологичность и т.д., можно заметить, что каждый из этих видов имеет свои преимущества и недостатки, которые противопоставляются друг другу. Исходя из этого можно

сделать вывод о том, что оба вида генерации могут дополнять друг друга.

Очевидно, что выбор варианта электроснабжения с использованием РГ или без такового в каждом конкретном случае должен быть предметом соответствующего технико-экономического обоснования. Но при планировании развития энергосистем на долгосрочную перспективу, в условиях отсутствия конкретных планов потребителей и генерирующих компаний, полезно иметь укрупненные оценки сферы применения распределенной генерации для прогнозирования участия РГ в балансах электрической энергии и мощности.

Несмотря на большое количество публикаций, посвященных вопросам функционирования РГ в составе энергосистем или локальных энергетических комплексов [4 – 7], системного подхода к учету РГ при долгосрочном планировании развития энергосистем до настоящего момента не выработано.

Целью данной работы является разработка и формализация подходов к построению области рационального использования РГ при оценке долгосрочного развития энергосистем. Проводится сравнительная оценка затрат на электроснабжение условного потребителя. Стоит отметить, что на текущем этапе исследования не учитываются территориальные особенности конкретных потребителей. Также в рамках исследования не рассматриваются вопросы разделения затрат между субъектами электроэнергетики и потребителями и определения платы за технологическое присоединение.

II. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ

В работе рассмотрено экономическое сравнение вариантов (сооружение собственной генерации и подключение к энергосистеме) энергоснабжения потребителей различных категорий надежности. Рассматриваются потребители второй и третьей категории надежности с присоединением на напряжении 110 кВ и 220 кВ.

На основе данных по капитальным затратам (CAPEX) на сооружение объектов распределенной генерации [8] и на сооружение объектов электрической сети [9], а также с учетом операционных расходов (OPEX) проведено сравнение суммарных затрат при энергоснабжении условных потребителей.

Стоит отметить, что стоимость строительства ЛЭП носит оценочный анализ и не учитывает рельеф местности, сложности при проектировании на местности. Учет данных параметров может значительно увеличить CAPEX.

Конечная стоимость сооружения собственной генерации либо строительства ЛЭП содержит в себе постоянную часть затрат на подключение.

Длина линии электропередачи ограничивается 80 км для класса напряжения 110 кВ и 400 км для класса напряжения 220 кВ [10].

При сравнении вариантов учитывалось обеспечение гарантированного энергоснабжения, рассмотрены технологии ГТУ, ПСУ, а также комплексы ВИЭ + накопители энергии и ВИЭ + гарантированная генерация (ГТУ).

В результате анализа и построения зависимостей: зависимость затрат на сооружение РГ от мощности потребителя – С(Р) и зависимость затрат на подключение к электрической сети от удаленности потребителя – С(L), получены показатели для построения зависимости эквивалента установленной мощности РГ по затратам от длины линии и тарифа на покупку электрической энергии из сети – Р(L, Т), а именно области рационального использования объектов РГ, границы которой зависят помимо CAPEX от стоимости топлива, необходимого для объектов РГ при энергоснабжении потребителей, а также тарифа на покупку электрической энергии из сети.

Показатели определены в результате решения уравнения вида (1):

$$\bar{C}_L + \bar{C}_L \times L + \sum_{t=1}^{15} \frac{C_3^H \times W_3}{(1+d)^t} + C_{у.п.Л} = \bar{C}_r + \bar{C}_r \times P + \sum_{t=1}^{15} \frac{C_T \times W_3}{(1+d)^t} + C_{у.п.Г} \quad (1)$$

- где: \bar{C}_r – постоянная часть стоимости РГ;
- \bar{C}_r – удельные затраты на сооружение объектов РГ на единицу установленной мощности;
- \bar{C}_L – постоянная часть стоимости сооружения ЛЭП;
- \bar{C}_L – удельные затраты на сооружение ЛЭП на единицу длины;
- L – расстояние до потребителя (длина линии);
- P – мощность потребителя;
- C_T – удельная топливная составляющая РГ;
- W_3 – объем потребления электрической энергии;
- $C_{у.п.Л}$ – условно-постоянные затраты на эксплуатацию сетей;
- $C_{у.п.Г}$ – условно-постоянные затраты на эксплуатацию генерирующего оборудования;
- C_3^H – цена покупки электрической энергии из сети;
- d – норма дисконта;
- t – индекс расчетного года.

В результате решения уравнения (1) на рис.1 и рис.2 построены двухмерные зависимости Р(L) для различных значений тарифов на покупку электрической энергии из сети, которые описывают области рационального использования РГ (область, в которой сооружение собственной генерации эффективнее подключения к энергосистеме).

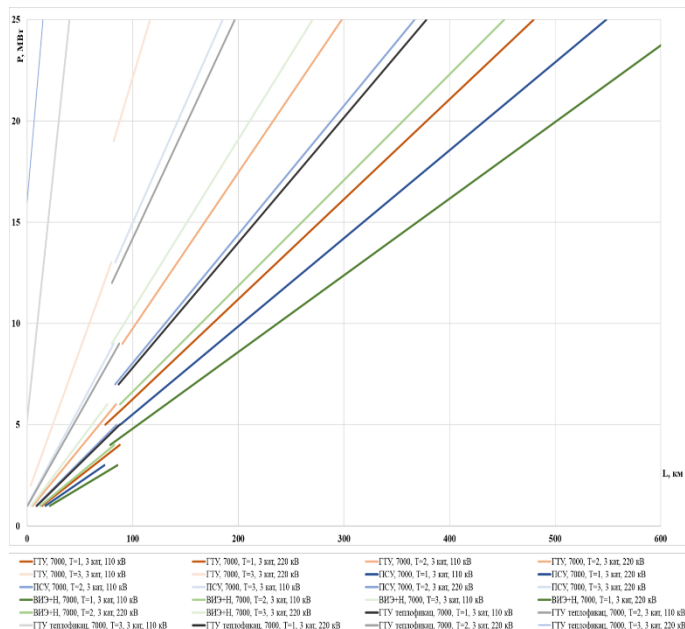


Рис. 1. Область рационального использования РГ (зависимость Р(L)) для потребителей 3 категории надежности при подключении на напряжении 110 кВ и 220 кВ, ЧЧИМ 7000 ч/год

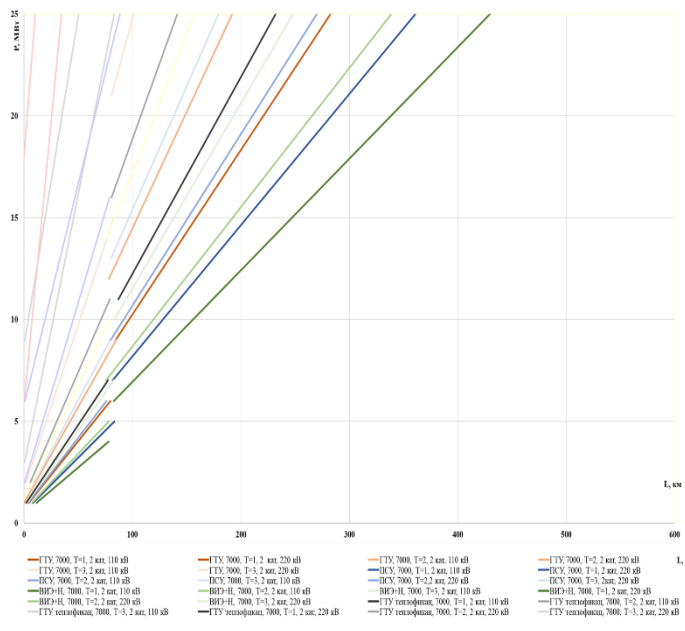


Рис. 2. Область рационального использования РГ (зависимость Р(L)) для потребителей 2 категории надежности при подключении на напряжении 110 кВ и 220 кВ, ЧЧИМ 7000 ч/год

По оси абсцисс (ось X) отложена длина линии электропередач в км до потребителя.

По оси ординат (ось Y) – мощность потребителя в МВт.

Более бледный цвет для каждой из рассматриваемой технологии соответствует повышению цены тарифа на покупку электрической энергии из сети на единицу.

Области рационального использования на рис.1 и рис.2 построены для потребителей 2 и 3 категории надежности 110-220 кВ для числа часов использования максимального потребления мощности (ЧЧИМ) 7000 ч/год (рис.1) и для сравнения потребителей 2 и 3 категорий надежности на

110-220 кВ и ЧЧИМ 7000ч/год (рис.2), рассмотрена технология ГТУ.

Затраты на топливо и покупку электрической энергии в расчете учтены за 15 лет с учетом дисконтирования.

По результатам построения областей рационального использования и на основе данных рис.1 и рис.2 можно сделать следующие выводы:

Области рационального использования РГ для двух категорий надежности различаются из-за удорожания сетевой составляющей и за счет увеличения капитальных затрат на резервирование. Область рационального использования РГ лежит ниже соответствующей зависимости $P(L)$.

Для второй категории надежности затраты значительно выше, так как необходимо учитывать дополнительное резервирование линии, что практически двукратно увеличивает капитальные вложения, в то время как в расчетах резервирование объектов РГ учтено в размере 30%.

Так как зависимость $C(L)$ носит линейный характер, при увеличении расстояния увеличиваются затраты. Более резкий рост затрат наблюдается при более высоком классе напряжения, а также для второй категории надежности по сравнению с третьей.

При тарифе на покупку электрической энергии из сети до 2 руб./кВтч затраты на топливную и тарифную составляющие занимают меньший процент от капитальных затрат и слабо влияют на границы области рационального использования.

При увеличении цены тарифа от 3 руб./кВтч и выше область рационального использования объектов распределенной генерации значительно увеличивается, так как затраты на покупку электроэнергии при таком тарифе становятся выше затрат на топливную составляющую рассматриваемой генерации, при этом значительно сокращается экономически целесообразная удаленность для сетевого варианта.

Область рационального использования зависит от категории надежности потребителя, типа нагрузки, а также доступности топлива.

В рассмотренном примере технология ГТУ является самой эффективной при анализе капитальных затрат, но необходимо учитывать, что это достигается при условии использования трубного газа. При его отсутствии необходимо рассматривать иные технологии РГ. В этом случае более эффективной технологией может оказаться ПСУ (за счет использования территориально доступных ресурсов) или ВИЭ, но необходимо учитывать, что технология ВИЭ является негарантированной генерацией, требующей дополнительного резервирования и использования накопителей энергии. Для других технологий РГ, в зависимости от их технико-экономических показателей, области рационального использования будут иными.

III. Выводы

По результатам исследования получены области рационального использования распределенной генерации для различных технологий.

Предложен подход, который позволяет оценить область рационального использования с учетом экономического критерия.

Результаты показывают, что для малых нагрузок, труднодоступных потребителей и объектов в зонах с высокими тарифами наиболее выгодна распределенная генерация, тогда как для крупных промышленных потребителей рентабельность сетевого варианта подключения возрастает. Для удаленных объектов критическое значение имеют удельные капитальные затраты на ЛЭП, что делает энергоснабжение от РГ и комплексных гибридных систем оптимальным решением.

Значительная удаленность потребителя является фактором в пользу собственной РГ.

РГ может дополнять крупную системную генерацию и повышать эффективность энергосистемы.

Подход позволяет укрупненно оценить область, где распределенная генерация эффективна и выгодна при долгосрочном планировании развития энергосистем, когда не известны конкретные планы развития потребителей и генерации.

Список литературы

- [1] Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 2005. с. 13.
- [2] Информационный бюллетень «Рынок возобновляемой энергетики России» - 2024 год.
- [3] Отчет МЭА «Возобновляемые источники энергии 2024» (Renewables 2024, 09.10.2024).
- [4] Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н.Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280.
- [5] Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. №3. -С. 2-10.
- [6] Илюшин П.В. Системный подход к развитию и внедрению распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии в России // Энергетик. 2022. №4. -С. 20-27.
- [7] Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Надежность объектов распределенной энергетики // Надежность и безопасность энергетики. 2021-Т.14, №1. -С.45-51
- [8] Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. Распоряжение правительства Российской Федерации от 30 декабря 2024 г. № 4153-р.
- [9] Приказ от 26 февраля 2024 г., №131 Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».
- [10] Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕХОДА НА БИРЖЕВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ НЕЙТРАЛЬНЫЙ РЫНОК МОЩНОСТИ

Овчинников К.А.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: owe4kink@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Возврат инвестиций при строительстве и модернизации мощностей возможен только по спецмеханизмам, условия проведения которых определяются регулятором. Структура генерации настраивается вручную, основные фонды генерирующих компаний сильно изношены, в ряде регионов сформированы локальные дефициты.

Материалы и методы: Проведен анализ нормативно-правовой базы. В качестве целевого критерия эффективности модели управления выбрана максимизация удовлетворенного платежеспособного спроса при минимизации для потребителя потока платежей. По принципу недискриминационного доступа, за одинаковые товары и услуги в одинаковых условиях цена должна быть одинаковой. Рассматривается исключительно взаимоотношение регулятора, генерирующих компаний и потребителей. Сетевой фактор и сбытовая деятельность учитывается только в контексте влияния, которое они оказывают на оптовый рынок.

Результаты: Существующая модель организации ближе к плановой. Технологически нейтральный рынок мощности может быть реализован в виде трехэтапной системы торгов, включающей в себя долгосрочный, однолетний рынок и рынок в реальном времени.

Выводы: Смешанная модель продемонстрировала неработоспособность. Перспективен переход на технологически нейтральный рынок мощности. Целесообразно внедрение как биржевой торговли мощностью, так и заключение двусторонних договоров. Может потребоваться схожая реформа на розничном рынке. Необходим переходный период.

Ключевые слова: ОРЭМ, КОМ НГО, КОММод, ДПМ, технологически нейтральный отбор, инвестиционные механизмы, умные сети

PROBLEMS OF TRANSITIONING TO AN EXCHANGE-BASED TECHNOLOGY-NEUTRAL CAPACITY MARKET ENGINEERING SYSTEM

Kirill Ovchinnikov

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University
St.Petersburg, Russia
e-mail: owe4kink@yandex.ru

Abstract

Background: Return on investment in the construction and modernization of generating capacity is only possible through special mechanisms, the terms and conditions of which are determined by the regulator. The generation structure is manually configured, the fixed assets of generating companies are highly depreciated, and local deficits have emerged in a number of regions.

Materials and methods: An analysis of the regulatory framework was conducted. The maximization of met paying demand while minimizing the consumer's payment stream was chosen as the target efficiency criterion for the management model. According to the principle of non-discriminatory access, the price for identical goods and services under identical conditions must be the same. The analysis focuses exclusively on the relationship between the regulator, generating companies, and consumers. The grid factor and sales activities are considered only in the context of the impact they have on the wholesale market.

Results: The existing organizational model is closer to a planned economy. A technologically neutral capacity market can be implemented as a three-stage trading system, comprising a long-term market, a one-year market, and a real-time market.

Conclusions: The mixed model has proven to be unworkable. A transition to a technologically neutral capacity market is promising. The implementation of both exchange-based capacity trading and bilateral contracts is advisable. A similar reform in the retail market may be required. A transition period is necessary.

Key words: wholesale electricity and capacity market, competitive selection of capacity for new generation, competitive selection of modernization projects, capacity supply agreement, technology-neutral selection, investment mechanisms, smart grids

I. ВВЕДЕНИЕ

Единая энергосистема России сталкивается с критическими вызовами, такими как: большой износ основных фондов (средний возраст оборудования – 34,1 года) [1], формирование локальных дефицитов (отключения на Юге в 2024 году затронули 2,5 млн человек) [2, 3] и системная нехватка инвестиций. Конкурсы на новое строительство (КОМ НГО) и модернизацию (КОММод) проваливаются из-за отсутствия заявок или не выбирают квоты [4-6]. На текущий момент, согласно Генсхеме [7], инвестиционный дефицит до 2042 года оценивается в 39 трлн руб. Цель работы – анализ организационных недостатков действующей модели оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ) и разработка предложений по видоизменению модели организации электроэнергетики.

II. МЕТОДЫ

Методология включает анализ нормативно-правовой базы ОРЭМ [8-11] и существующих механизмов торговли. Критерием эффективности выбрана максимизация удовлетворенного платежеспособного спроса при минимизации потока платежей потребителей.

Проведен качественный анализ процесса принятия решений по планированию на краткосрочном (диспетчирование), среднесрочном (эксплуатация) и долгосрочном (строительство, модернизация, вывод) периоде для генераторов и потребителей. Выделено три основных состояния вопроса: централизованное планирование, регулирование и планирование субъектами.

Из принципа недискриминационного доступа за одинаковые товары и услуги в одинаковых условиях цена должна быть одинакова вне зависимости от типа генерации. Оплата мощность трактуется как плата за доступ к мощности генерирующего оборудования, готовой к выработке электроэнергии в заранее оговоренном объеме в период времени указанный в договоре. В разработке модели торговли учитывались: гарантированность и график производства и потребления, ограничения на объемы выработки.

Проведен модельный расчет инвестиционного проекта для условий несостоявшегося КОМ НГО в ОЭС Юга (2024 г.) с оценкой NPV и IRR [12-14]. Для моделирования перехода на новую модель рынка был проведен укрупненный расчет инвестиционного проекта с подбором цены на мощность с учетом инфляции так, чтобы IRR проекта совпал с базовой моделью. Период оплаты мощности по КОМ НГО составил 20 лет, период оплаты мощности в КОМ 20 лет. Цены на мощность были проинфлированы и осреднены по периоду, что позволило оценить порядок цен при текущей модели.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Действующая модель оптового рынка находится ближе к плано-административной. Краткосрочное планирование обеспечено преимущественно рыночным механизмом торговли на РСВ. Средне и долгосрочное планирование обеспечивается мерами почти плановыми: объем мощности, отбираемый на конкурентном отборе мощности (КОМ) для ценовой зоны (ЦЗ), определяется

регулятором на основе прогнозируемого спроса. Цена КОМ не покрывает инвестиции. Цена КОМ (~300 тыс. руб./МВт*мес) на ~40% ниже необходимого уровня для окупаемости новой парогазовой станции [15].

Поэтому новое строительство и модернизация зависят от решений регулятора по таким и специальным инвестиционным механизмам, как договор поставки мощности (ДПМ), КОМ НГО и КОММод.

Ключевые проблемы существующей модели:

1. Конфликт интересов регулятора, вынужденного одновременно сдерживать цены и обеспечивать развитие генерации, что приводит к занижению нормы доходности в конкурсах [11]. При норме доходности на капитальные вложения в 14% [12], ключевой ставке 16% [13] и доходности ОФЗ в 14-16% [14] не было подано ни одной ценовой заявки удовлетворяющей условиям конкурса;

2. Отсутствие прямой конкуренции между технологиями. Модель не позволяет учесть специфику разных технологий генерации (ВИЭ, ГЭС, СНЭ), ввиду чего настройка энергосистемы производится вручную;

3. Высокая вероятность ошибки при прогнозировании из-за отсутствия ответственности покупателя за заявленный спрос и недоучета эластичности спроса;

4. Отсутствует территориальная дифференциация, учет топологии сети не происходит на этапе КОМ, ввиду чего возможны локальные дефициты и профициты;

5. Обновление энергосистемы, которое при единой цене на мощность, происходило бы по мере достижения мощностью предельного состояния, когда модернизировать или построить новое дешевле, чем поддерживать в рабочем состоянии старое оборудование, происходит в ручном режиме;

6. Нарушение свободы договорных отношений и свободы распоряжения имуществом. Договор о купле-продаже мощности и кредитовании совмещены без права на отказ, т.к. покупатель платит выше вначале, чтобы затем оплачивать мощность по низкой цене КОМ. В случае если бы покупатель мог выбрать, хочет ли он кредитовать строительство, условия возврата средств могли бы быть хуже, чем при вложении этих средств в другие активы. Возврат средств по конкретной станции возможен только при продолжительном периоде покупки. Возможна ситуация, при которой мощность по ценам КОМ приобретают покупатели, ее не кредитовавшие через инвестиционные договоры, а субъекты понесшие бремя самых высоких платежей не смогли вернуть средства при покупке по более низкой цене.

Разработано предложение по переходу на технологически нейтральный рынок мощности. Предлагаемая модель рынка включает в себя три этапа торгов (рынок в реальном времени, рынок на год вперед, долгосрочный рынок мощности) которые могут происходить с применением централизованной площадки или на внебиржевом секторе свободных договоров.

Для подтверждения прав на выкуп электроэнергии предлагается использовать токены. При покупке мощности по двухстороннему договору право на приобретение

электроэнергии возникает у потребителя только по отношению к данному генератору. При покупке на бирже мощности все потребители, ценовые заявки которых были отобраны, смогут приобрести электроэнергию у любого из генераторов отобранных в рамках этого этапа торгов, на основе правил указанных в договоре на присоединении к данной бирже. Например, эти правила могут включать в себя обязательства генераторов в участии в процедуре отбора включенного генерирующего оборудования и продаже электроэнергии по ценам сформировавшимся на бирже электроэнергии на основании поданных исходя из топливных издержек ценовых заявок поставщиков и заявок потребителей.

Права на мощность должны иметь имущественный характер с обращением на вторичном рынке. Это создаст рыночный механизм ответственности за точность прогнозов: генераторы, не обеспечившие поставку, смогут выкупить права. В случае, если выкуп мощности будет невозможным (будет отсутствовать предложение), генератор будет лишаться оплаты за весь срок договора ввиду его неисполнения (т.к. мощность – право на доступ), а также будет обязан выплатить неустойку. Это заменяет существующую систему штрафных коэффициентов. Цена ошибки становится рыночной: в периоды профицита она низкая, в периоды дефицита — многократно возрастает. Такой подход мотивирует генераторов:

1. Повышать надежность оборудования.

2. Заключать договоры технического страхования с компаниями, которые возьмут на себя риски и затраты по замещению мощности в случае аварий. Платежи на страховку будут учитываться в ценовых заявках, что позволит рынку автоматически учитывать фактор надежности.

Такая модель позволит сосуществовать двухтоварной модели с одноставочным рынком, что особенно актуально в контексте формирования межгосударственного рынка ОЭР. В случае избытка мощностей на двухтоварной бирже и высоких ценах на одноставочном рынке владельцы мощности смогут перепродать на него электроэнергию. Возможность сочетания разных форм торговли будет больше отвечать интересам разных субъектов, с разной потребностью к хэджированию рисков.

Особую сложность представляет организация торговли со сбытовыми компаниями. Среди возможных вариантов прогнозирования малых потребителей – заключение абонентского договора на определённую одновременно включенную потребителем мощность и с определённым объёмом потребления электроэнергии за договорной период в пределах установленного графика. В случае необходимости потребить больше электроэнергии, или задействовать объём мощности превосходящий указанный в тарифе сбытовой компании, цена на добавочный объём формируется исходя из цен на рынке. Возможно сальдирование отклонений потребителей внутри одной сбытовой компании или даже, при наличии договоров о взаимозачете, с абонентами других сбытовых компаний.

Для населения потребуется установить нормативы по резервированию мощности и объемам потребления электроэнергии, на которые будут заключаться регулируемые договора. Сверхнормативное потребление будет оплачиваться по общим правилам.

Также в такой системе сможет успешно работать распределенная малая и микро- генерация, которая сможет поставлять электроэнергию внутри локальной части энергосистемы или на оптовый рынок. Новые правила открывают возможность создания маркетплейсов для торговли электроэнергией малых субъектов и перехода на smart grid, создание интернета энергии (EnergyNet) с тесной интеграцией розничных потребителей и производителей в единую энергосистему.

Централизованный однолетний рынок (Биржевые торги) предлагается проводить за год до периода поставок. Главная сложность — технологические ограничения разных типов генерации.

Для учёта этих особенностей в заявке субъекта ОРЭМ должна иметься возможность, помимо указания объёма и цены обеспеченной выработкой мощности, указывать объём и цену на расторжку невостребованной выработки. Цена на выработку будет одина как для потребителей, снижающих объём потребления, так и для негарантированной генерации, но может отличаться в зависимости от времени, в течение которого субъект гарантированно поставит выработку.

При этом важно добавить в заявку данные связанности объёмов покупки. В частности, покупка выработки для заряда аккумулирующей станции может быть актуальна только при условии, если отберется заявка на продажу мощности.

В результате на бирже будет формироваться единая цена на обеспеченную выработкой мощность и единая цена на выработку для каждого периода гарантированного её обеспечения.

Однолетний рынок мощности может быть волатильным, из-за того, что после постройки электростанции рациональная ценовая стратегия – подача ценовой заявки по операционным расходам, т.к. любая цена выше снизит убыток. В результате ценовые сигналы на строительство новой генерации могут формироваться с запозданием, уже в момент дефицита.

Для снижения волатильности отборы надо проводить на несколько лет вперед. Например, отбор в год n на года от $n+1$ до $n+u$. За счет того, что участвовать в отборе на один и тот же год можно несколько раз, генераторы с уже построенными мощностями смогут подавать смогут подавать ЦЗ выше операционных затрат. Это позволит формировать цену на мощность достаточную для возврата инвестиций без резких скачков.

Перспективен специальный вид ценовой заявки, на приведенный денежный поток на несколько лет. Если поток платежей будет больше указанного в заявке, участник возьмет на себя обязательство поставлять мощность на срок действия договора. На первом этапе расчетов заявка везде учитывается как ценовая. Если в каком-то году мощность не отбирают, заявку для этого периода переводят в разряд «ценопринимателей» и проводят пересчет. Если же общий финансовый результат оказывается отрицательным, заявку полностью исключают из расчета и все пересчитывают заново.

При биржевом ценообразовании при торговле электроэнергией и мощностью станции с низкими капитальными и операционными издержками могут

подавать низкие ценовые заявки на мощность, поскольку большую часть вернут на рынке электроэнергии.

Способствовать оптимизации совокупных затрат энергосистемы будут двусторонние договоры, по которым поставщики с меньшей одноставочной ценой смогут предложить покупателям со стабильным спросом более выгодные условия, чем сложились бы на бирже.

Для заключения свободных договоров предлагается создать специализированный маркетплейс. Субъекты будут заявлять свои точку подключения и условия, а Системный оператор и сетевые компании проводит расчеты по стоимости использования инфраструктуры из итоговой цены. Возможно проведение аукциона или классической переговорной кампании. Договор может иметь сложную структуру. Например, возможны трехсторонние договоры между ВИЭ, СНЭ и потребителем.

Централизованные отборы нецелесообразно проводить на 20-30 лет вперед из-за ограничения вычислительных мощностей и короткого горизонта планирования большинства субъектов рынка. Поэтому более долгосрочные договора скорее всего будут представлены двусторонними договорами. Среди покупателей мощности на большой период времени можно выделить:

- 1) Бизнес со стабильным спросом, с потребностью хеджирования рисков;
- 2) Энерготрейдеры, покупающие мощность для перепродажи;
- 3) Для проектов с долгим периодом полезного использования (ГЭС, АЭС) – регулятор, для последующей перепродажи ближе к периоду поставки.

Таким образом, за счет развития фьючерсных и форвардных долгосрочных рынков возможно существенно снизить риски скачков цен и обеспечить стабильность и предсказуемость рынка для покупателей и продавцов.

Организация переходного периода – сложная задача. Диапазон возможных решений включает в себя варианты:

- 1) Новые правила торговли мощностью будут распространяться только на новую мощность. Старая мощность будет вначале поставаться по ценам КОМ, а после по регулируемым ценам. После превышения регулируемой цены рыночной, станция переходит в полное владение собственнику;
- 2) Установить проценты либерализации. На каждый год будет устанавливаться, какой процент мощности будет продан по новым правилам;
- 3) Новые правила торговли мощности будут действовать на существующие станции после прохождения определенного периода времени, после завершения инвестиционного договора;
- 4) Новые правила будут действовать сразу для всей мощности, в том числе старой.

В случае резкого перехода на новую модель цена может увеличиться на величину порядка 68,87%. В случае же, если новые правила рынка будут действовать только на новую генерацию, за счет того, что при переходе на новую модель цена новой мощности будет меньше, чем по инвестиционным механизмам, темпы роста средневзвешенных цен будут меньше.

IV. ОБСУЖДЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Смешанная модель доказала свою неработоспособность. В качестве решения предлагается переход к новой модели рынка, значительная роль в котором отводится технологически нейтральному рынку мощности. Предлагаемая архитектура не требует выбора между биржей и двусторонними договорами, а также допускает сосуществование с рынком одноставочной цены. Это гибридная система, где множество форм договорных отношений дополняют друг друга

Необходим продуманный переходный период для защиты прав потребителей и поставщиков. Выбор стратегии перехода – между сдерживанием цен в краткосрочной перспективе и накоплением капитала в отрасли – является политическим и требует общественного обсуждения.

Список литературы

- [1] ИТС 38-2022. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Росстандарт. Москва 2022
- [2] Пресс-релиз: Системный оператор: отключения потребления на Юге связаны с повышенной аварийностью на фоне экстремальной жары, 17.07.2024 / <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/25210/>
- [3] Почти 2,5 млн человек остались без света из-за аварии на юге РФ / <https://www.eprussia.ru/news/base/2024/1217026.htm>
- [4] Об итогах конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, подлежащих строительству в Юго-Западной части ОЭС Юра / <https://www.so-ups.ru/news/events/events-view/news/25411/>
- [5] Конкурс по отбору новой генерации для покрытия энергодефицита на Дальнем Востоке не состоялся из-за отсутствия заявок / <https://www.bigpowernews.ru/markets/document121156.phtml>
- [6] Опубликован Предварительный перечень проектов модернизации на 2029 год и проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, на 2029-2031 годы / https://kom.so-ups.ru/Generic/Form_A.aspx?FormMode=View&RecordId=46F370C2-F2FA-4B12-9DF5-8A5602E9BF38&EntityId=Documents
- [7] Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года.
- [8] Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- [9] Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 31.10.2025) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности"
- [10] Постановление Правительства РФ от 30.12.2022 N 2556 (ред. от 27.12.2024) "Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменения и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации"
- [11] Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка
- [12] Информация, необходимая для проведения конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (дата обращения: 26.11.2024): https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2024/kom_ngo_070724.pdf
- [13] Ключевая ставка Банка России. Банк России (дата обращения: 26.11.2024): https://cbr.ru/hd_base/KeyRate/
- [14] Кривая бескупонной доходности. Банк России (дата обращения: 26.11.2024): https://cbr.ru/hd_base/zcyc_params/?UniDbQuery.Posted=True&UniDbQuery.From=01.06.2024&UniDbQuery.To=30.06.2024
- [15] Lazard's Levelized Cost of Energy+ (LCOE+), 2025

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РСВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ МАРЖИНАЛЬНОЙ УБЫТОЧНОСТИ РЕЗЕРВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Овчинников К.А., Шишкина Ю.С.

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский Политехнический Университет им. Петра Великого»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: owe4kink@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Торги РСВ позволяют оптимизировать топливные издержки энергосистемы и решить вопрос внутрисуточной диспетчеризации экономически эффективным образом. Оптимизация состава включенного генерирующего оборудования происходит на этапе ВСВГО, что позволяет обеспечить надежность работы энергосистемы. Однако сейчас часть генерирующих мощностей маргинально убыточна, что ведёт к необходимости разработки новой модели.

Материалы и методы: Был проведен анализ существующей нормативно-правовой базы и международного опыта.

Результаты: Определены, что причиной неизбежной маргинальной убыточности резервных ЭС является существующая модель гарантированного удовлетворения спроса, приводящая к формированию цены по последней отобранной заявке, и необходимости поддерживать во включенном состоянии из соображений надежности часть генерации.

Выводы: Разработаны и предложены три концепции видоизменения модели ВСВГО и РСВ: добавления права генератора заявить на этапе ВСВГО требование по заключению контакта на разницу цен на технический минимум, преобразовать ВСВГО в этап торговли включенной мощностью или совместить ВСВГО и РСВ с введением нового типа ценовых заявок на денежный поток за период.

Ключевые слова: РСВ, ВСВГО, ЭВР, маргинальная убыточность резервных теплоэлектростанций, контракты на разницу цен.

MODIFICATION OF THE DAY-AHEAD MARKET MODEL TO ADDRESS THE PROBLEM OF MARGINAL UNPROFITABILITY OF RESERVE POWER PLANTS

Kirill Ovchinnikov, Uliya Shishkina

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University,

St.Petersburg, Russia

e-mail: owe4kink@yandex.ru

Abstract

Background: Day-ahead markets (DAM) allow for the optimization of fuel costs in the power system and enable economically efficient intraday dispatch. The optimization of the committed generating unit mix occurs during the Unit Commitment (UC) stage, which ensures power system reliability. However, currently, part of the generating capacity is marginally unprofitable, necessitating the development of a new model.

Materials and methods: An analysis of the existing regulatory framework and international experience was conducted.

Results: It was determined that the inevitable marginal unprofitability of reserve power plants is caused by the existing model of guaranteed demand fulfillment. This model leads to price formation based on the last accepted bid and requires maintaining part of the generation online for reliability reasons.

Conclusions: Three concepts for modifying the UC and DAM model were developed and proposed: granting generators the right to submit, during the UC stage, a requirement to conclude a Contract for Differences (CfD) for the technical minimum output. Transforming the UC stage into a committed capacity trading stage. Combining the UC and DAM stages by introducing a new type of bid for the cash flow over the period.

Key words: day-ahead market, unit commitment, must-run generating capacity, marginal unprofitability of reserve thermal power plants, contracts for differences.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современная структура оптового рынка электроэнергии и мощности России, основанная на последовательном проведении процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования и рынка на сутки вперед, порождает системную проблему маржинальной убыточности резервных электростанций. Эти станции, необходимые для обеспечения надежности и баланса энергосистемы, вынуждены поставлять электроэнергию по ценам, не покрывающим их операционные издержки, что приводит к их финансовой неустойчивости. Был проведен анализ существующих научных работ, критикующих текущую модель ВСВГО и РСВ, систематизация предлагаемых в литературе путей реформирования, а также оценка этих предложений в контексте международного опыта организации торгов и диспетчеризации.

Проблема финансовой неустойчивости генерации, отобранной по неценовым критериям, но работающей на ценовом рынке, широко освещается в различных работах российских экспертов. К примеру, Воропай Н. И. и соавторы в своей статье отмечают наличие системных противоречий между ценовыми и неценовыми принципами отбора оборудования, а также неравное и даже убыточное, по сравнению с другими участниками рынка, положение теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) [1]. Архипов А. и Долматова М. в свою очередь подчеркивают, что текущий баланс между стабильностью результатов отбора и чувствительностью к ценам в заявках может быть неразумным [2].

Комаров И. И. и соавторы [3] описывают концепцию, при которой генераторы подают ценовые заявки, включающие в себя стоимость пуска и ограничение цены на электроэнергию сверху, а Системный оператор, для решения задачи, определяет режимные генерирующие единицы. Присвоение этого статуса означает необходимость обеспечить требуемый режим функционирования данной единицы генерации. Как отмечается в более поздних работах (например, Добрыниной Ю. Э. [4]), именно эта последовательность создает «ловушку убыточности»: станция, получившая статус включенной, не может отказаться от поставки, даже если равновесная цена РСВ опускается ниже ее переменных издержек.

Особую остроту, как упоминалось выше, эта проблема приобретает для теплоэлектроцентралей. В работе [5], также посвященной анализу убыточности ТЭЦ, авторы на основании проведенного анализа, делают вывод о конкурентоспособности комбинированной выработки с наилучшими доступными технологиями раздельной выработки, а финансовую непривлекательность объясняют действующими рыночными правилами. В качестве меры для решения проблемы предлагается признание конденсационной выработки ТЭЦ как вынужденной. Аналогичную точку зрения высказывают Лисин Е. М. [6], Рогалев Н [7] и др., указывая на нерациональность обязательного участия ТЭЦ в конденсационном режиме на ОРЭМ. Рогалев и соавторы предлагают альтернативный путь — глубокую реформу рынка, позволяющую ТЭЦ работать как региональным поставщикам на розничных рынках. Однако, как далее будет справедливо отмечаться в данной работе, этот подход не решает ключевой проблемы текущих правил РСВ: обязанности продажи объема

технического (технологического) минимума по ценопринимающей заявке, что закреплено в Регламенте подачи ценовых заявок [8]. Это правило, введенное для обеспечения надежности, лишает генератор базового рыночного права — отказаться от продажи товара ниже себестоимости.

Яценко А. В. комплексно описывает устройство современного ОРЭМ, детализируя, что ВСВГО проводится за трое суток до даты поставки с целью оптимизации структуры включенного оборудования с учётом экономического и надёжностного фактора. После чего оборудование участвует в торговле электроэнергией на рынке на сутки вперед с урегулированием отклонений на балансирующем рынке [9]. Именно эта последовательность, при которой торговля следует за фиксацией состава оборудования, создает ситуацию, когда "самое дорогое, но необходимое предложение на рынке" оказывается маргинально убыточным.

II. ВАРИАНТЫ РАЗРЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ МАРЖИНАЛЬНОЙ УБЫТОЧНОСТИ РЕЗЕРВНЫХ СТАНЦИЙ

Разрешение проблемы маржинальной убыточности резервных электростанций может производиться разными методами. На текущий момент реализована практика доплат генераторам потерпевшим убытки (ЭВР). Среди минусов данной концепции – нарушение принципа не дискриминации, в рамках которого за один и тот же товар в одинаковых условиях должна следовать равная плата. В данном же случае за товар (электроэнергию) генератор с менее эффективным оборудованием получает больше (в сумме с компенсацией), чем более эффективный генератор. Это вносит искажения в рыночную картину и приближает модель к затратной тарификации, в рамках которой у поставщиков снижается мотивация к снижению издержек.

В рамках статьи предлагается три возможных варианта организации торговли электроэнергией, которые позволяют решить проблему маржинальной убыточности и интегрировать процессы торговли и включения оборудования. Среди них:

- 1) Заключение на этапе ВСВГО контрактов на разницу цен на величину технического минимума;
- 2) Проведение ВСВГО в виде отдельного этапа торгов на включенную мощность;
- 3) Совмещение процедуры ВСВГО и торгов на РСВ с подачей с добавлением нового типа ценовой заявки с условием отбора на поток платежей за период.

Наиболее близок к текущей форме организации рынка первый вариант. В рамках него генераторы, в случае если они прогнозируют убыток от операционной деятельности, смогу подать ценовую заявку на контракт на разницу цен на технический минимум. Таким образом они смогут изъявить согласие на включение при компенсации им топливных издержек. Такая модель не решает проблему недискриминационной оплаты, т.к. менее эффективные генераторы все также будут получать повышенную оплату (в сумме с компенсацией).

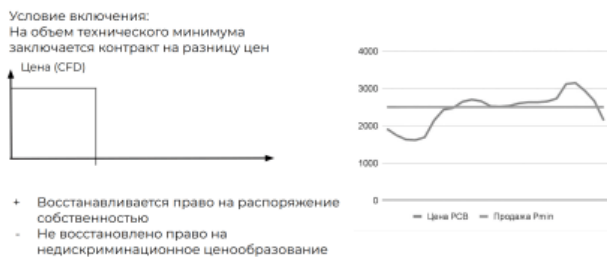


Рис. 1. Заключение контракта на разницу цен на величину технического минимума

Еще одним вариантом может служить проведение ВСВГО в качестве отдельного этапа торгов, в рамках которого все поставщики смогут заявить ту цену, за которую они готовы находиться во включенном состоянии. По аналогии с торгами РСВ ценообразование будет маргинальным, узловым. Резервные генераторы будут подавать ценовые заявки, включающие в себя прогнозируемый убыток от работы на техническом минимуме. Таким образом, будут одновременно соблюдаться принципы свободы распоряжения имуществом (включение будет следовать лишь в случае удовлетворения ценового требования) и недискриминационного ценообразования, однако процедура торгов усложняется.

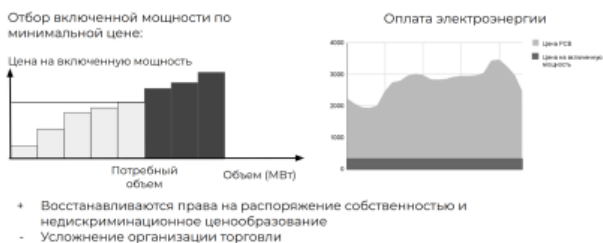


Рис. 2. Проведение торгов на включенную мощность

Наиболее точным решением данной проблемы является совмещение этапов ВСВГО и торгов РСВ, в рамках которого субъекты оптового рынка смогут подавать ценовые заявки с условием отбора на ценовой поток в течение периода (суток). Вначале все часовые подзаявки суточной заявки будут учитываться как ценовые. Затем, в часы когда ценовые подзаявки не пройдут, они будут преобразованы в ценопринимающие с последующим пересчетом. В случае, если ценовой поток будет удовлетворять условиям заявки, ЦЗ отбирается. При невыполнении требования заявка исключается и производится ерерасчет без нее. Цена каждого часа, таким образом, будет формироваться по последней отобранной заявке потребителя (или предпоследней + 1руб).

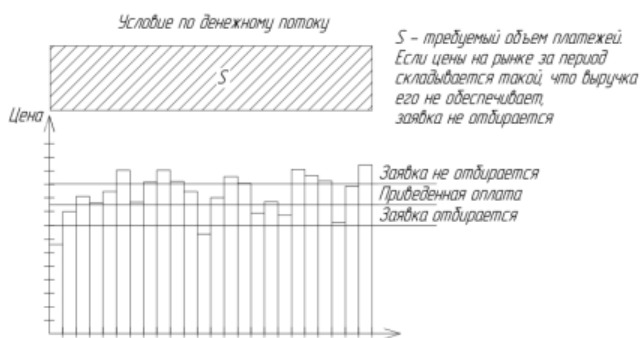


Рис. 3. Совмещение ВСВГО и торгов РСВ с предоставлением поставщиками ценовой заявки на денежный поток

Также возможна адаптация ценовой заявки на поток с учетом разного расхода топлива на оптимальном (номинальном) режиме и на техническом минимуме, что позволит более эффективно оптимизировать режимы генерации.

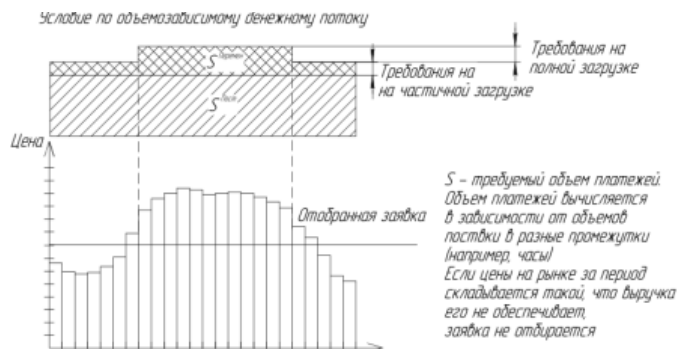


Рис. 4. Совмещение ВСВГО и торгов РСВ с предоставлением поставщиками ценовой заявки на объемозависимый денежный поток

III. МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Анализ международной практики показывает, что проблема обеспечения надежности и безубыточности маневренных генерирующих мощностей решается по-разному, причем ряд решений близок к предлагаемым в данной статье вариантам.

1. Совмещенный аукцион на сутки вперед (США — PJM, MISO, NYISO). Данная модель является практической реализацией третьего, наиболее предпочтительного варианта изменения правил ОРЭМ — совмещения ВСВГО и РСВ. На этих рынках используется модель обязательных двухставочных заявок (Unit Commitment with Bid-Based Security-Constrained Economic Dispatch). Генераторы подают заявки, включающие как цену за энергию (переменные затраты), так и плату за пуск и плату за мощность (no-load cost), покрывающие затраты на поддержание готовности. Рыночный оператор в рамках единого вычислительного процесса совместно решает задачу отбора оборудования (аналог ВСВГО) и определения диспетчерского графика (аналог РСВ), минимизируя совокупные затраты системы. Как отмечает Хоган У. (Hogan W.) [10] в своей работе по проектированию рынков, такой подход гарантирует, что отобранная для надежности система генерации получит полную компенсацию своих заявленных затрат через единый ценовой сигнал, формируемый по маргинальному принципу. Опыт рынка PJM [11] демонстрирует, что данная модель обеспечивает окупаемость как пиковых газотурбинных установок, так и маневренных ТЭЦ, без необходимости введения отдельных компенсационных механизмов.

2. Раздельные рынки энергии и мощности (Великобритания, ряд штатов США). Эта структура близка ко второму предложенному варианту — введению отдельного этапа торгов за включенную мощность. Например, в Великобритании проводится отдельный аукцион на рынке мощности, где генераторы получают плату за готовность поставлять энергию в периоды пикового спроса. На основном рынке энергии (Day-Ahead Market) торговля ведется по одноставочным заявкам. Исследования Трейбера Т. (Thure Traber) и др. [12] показывают, что хотя рынок мощности и решает проблему "missing money" для пиковых станций, он создает

дополнительные сложности, связанные с определением объема и цены надежности, и может приводить к избыточным выплатам генерации. Данный подход усложняет конструкцию рынка, но является проверенным способом обеспечения долгосрочной надежности.

3. Варданыя А. К. в своей статье очень подробно освещает вопрос исследования структуры рынка электроэнергии Европейского Союза (ЕС). На большинстве европейских энергобирж используется модель предельного ценообразования (marginal pricing) [13]. Суть данной модели в том, что цена на электроэнергию определяется самым дорогим источником. Основная часть электроэнергии поступает от дешевых ВИЭ, а газовые электростанции формируют предельный уровень цены. Нестабильность возобновляемых источников в свою очередь ведет к ценовым скачкам, в связи с чем для устранения этих колебаний в некоторых странах ЕС, таких как Германия и Бельгия, используются дополнительные механизмы, такие как контракты на разницу (Contracts for Difference, CfD). Данный механизм – практическая реализация первого предложенного варианта изменения правил ОРЭМ.

Проведенный литературный обзор позволяет констатировать, что системная проблема маржинальной убыточности резервных ТЭС, вынужденных работать в рамках последовательной модели ВСВГО и РСВ, является признанным недостатком структуры российского ОРЭМ. Критика, представленная в работах Комарова И. И. [3], Рогалева Н. [7] и других, однозначно указывает на конфликт между требованием надежности и рыночными принципами.

Описанные далее в статье три варианта изменений — контракт на разницу цен (CFD), введение отдельного этапа торговли включенной мощностью и объединение процедур ВСВГО и РСВ с введением нового типа ценовых заявок — представляют собой последовательное движение от минимального вмешательства к фундаментальному переустройству. Сравнение с международным опытом является значимым аргументом в пользу реализуемости этих предложений. В частности, модель совмещенного аукциона, используемая в PJM [11], на практике доказала свою эффективность в обеспечении безубыточности маневренной генерации и является концептуальным аналогом третьего варианта.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Решение проблемы маржинальной убыточности замыкающих ЭС возможно за счет применения CFD на технический минимум введения отдельного этапа торгов или совмещения ВСВГО и РСВ. Наиболее оптимальным (но затратным в вычислительном плане) видится совмещение ВСВГО и РСВ, поскольку позволяет не только решить проблему с убыточностью замыкающих ЭС, но и проблему формирования нулевых цен, что особенно актуально как в контексте большой доли тепловой генерации и когенерации, так и в контексте перехода к углеродной нейтральности с технологиями с низкой топливной составляющей.

Список литературы

[1] Воропай, Н. И. Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции / Н. И. Воропай, С. И. Паламарчук, В. А. Стенников // Экономические проблемы энергетического комплекса

(Семинар А.С. Некрасова) - 2017 : Материалы конференции, Москва, 07–08 ноября 2017 года. – Москва: ООО "Анкил", 2017. – С. 182-202.

- [2] Архипов А., Долматова М. Два года новой модели ВСВГО //
- [3] Энергорынок. 2016. № 2. С. 52–58.
- [4] Комаров И. И., Рогалев А. Н., Злышко О. В. Анализ механизмов конкурентного ценообразования на оптовом рынке электроэнергии и мощности // Теоретические основы формирования промышленной политики. – 2015. – С. 319-357.
- [5] Добрынина Ю. Э., Крупенёв Д. С. Анализ учета критериев системной надёжности в моделях выбора состава включенного генерирующего оборудования в электроэнергетических системах // Вестник ИрГТУ. 2024. №2.
- [6] Белобородов С. С., Дудолин А. А. Мифы о неконкурентоспособности комбинированной выработки электрической энергии и тепла паротурбинными установками ТЭЦ с наилучшими доступными технологиями их раздельного производства // Теплоэнергетика, 2022, № 7, стр. 50-60.
- [7] Лисин Е. М., Анисимова Ю. А., Кочерова А. А., Стрелковский В. Анализ проблем функционирования и предложение решений по повышению конкурентоспособности ТЭЦ в условиях энергорынок // Вестник НГИЭИ. 2015. №3 (46).
- [8] Рогалев Н., Сухарева Е., Ментел Г., Брожина Я. Экономические подходы к совершенствованию структуры рынка электроэнергии // Пространство экономики. 2018. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomicheskie-podhody-k-sovershenstvovaniyu-struktury-rynka-elektroenergii> (дата обращения: 06.05.2025).
- [9] Яценко А. В. Оптовый рынок электроэнергии и мощности как результат реформирования РАО ЕЭС (на примере Алтайского края) // Экономика Профессия Бизнес. 2021. №4.
- [10] Приложение 5. Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/1962> (дата обращения: 25.11.2025).
- [11] Hogan W. W. Electricity Market Design: The Value of FTRs // The Electricity Journal. – 2018. – Vol. 37.
- [12] PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations : revision 125. – 2025. – URL: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx> (дата обращения: 24.11.2025).
- [13] Thure Traber, Capacity Remuneration Mechanisms for Reliability in the Integrated European Electricity Market: Effects on Welfare and Distribution through 2023, Utilities Policy, Volume 46, 2017, Pages 1-14
- [14] Варданыя А. К. Структура рынка электроэнергии Европейского Союза // Финансовые рынки и банки. 2024. №12.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ В СОСТАВЕ ДВУХУРОВНЕВОГО ПОДХОДА К ВЫБОРУ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ

Северина Я.Д., Шакиров В.А.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Иркутск, Россия

e-mail: yan.sewerina2910@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Применение гибридных энергокомплексов (ГЭК) на базе дизельных электростанций с дополнением их генерирующими установками на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является эффективным направлением повышения эффективности и надежности электроснабжения децентрализованных потребителей. Создание ГЭК сопряжено с необходимостью решения оптимизационной задачи, в рамках которой требуется определить рациональный состав оборудования и их установленные мощности в условиях многокритериальности.

Материалы и методы: В исследовании применяется двухуровневый подход, на верхнем уровне которого проводится формирование Парето-оптимальных конфигураций ГЭК с использованием генетического многокритериального алгоритма NSGA-II, а на нижнем уровне производится имитационное моделирование функционирования с целью оценки каждой конфигурации ГЭК по критериям: нормированная стоимость электроэнергии (LCOE), расход дизельного топлива и доля избыточной энергии (EEF). Для принятия окончательного решения по выбору состава оборудования ГЭК используется метод TOPSIS с оценкой весов критериев методом CRITIC, использующим объективную информацию.

Результаты: В результате исследования были обоснованы методы для верхнего и нижнего уровней двухуровневого подхода. Произведен анализ результатов многокритериальной оценки с использованием объективных и субъективных методов назначения весов критериев. Проведено исследование решений, получаемых на основе предложенного подхода на примере района Новиково Сахалинской области.

Выводы: Для моделирования функционирования ГЭК с простой структурой имитационная модель является предпочтительнее модели на основе линейного программирования (LP). Использование объективных методов энтропии и CRITIC полезно для анализа данных, но результаты могут не соответствовать субъективным приоритетам ЛПР. Конфигурация ГЭК, выбранная с помощью метода TOPSIS и субъективно заданной структуры предпочтений, показала устойчивость к изменению весов критериев при анализе чувствительности.

Ключевые слова: гибридные энергетические комплексы; двухуровневый подход; эвристические алгоритмы многокритериальной оптимизации; имитационное моделирование; линейное программирование; метод TOPSIS; метод CRITIC; метод энтропии.

COMPARISON OF METHODS IN A TWO-LEVEL APPROACH TO SIZING OF HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS

Severina Yana, Shakirov Vladislav

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS

Irkutsk, Russia

e-mail: yan.sewerina2910@yandex.ru

Abstract

Background: The use of hybrid renewable energy systems (HRES) based on diesel power plants with their addition by generating plants based on renewable energy sources (RES) is an effective way to improve the efficiency and reliability of electricity supply to decentralized consumers. Designing of HRES associated with the need to solve an optimization problem, in which it is necessary to determine the optimal equipment configuration and their installed capacities in the context of multi-criteria.

Materials and Methods: A two-level approach is used in this study, at the top-level of which Pareto-optimal variants of the HRES sizing are formed using the genetic multi-criteria algorithm NSGA-II, and at the bottom-level, the simulation modeling of the operation is performed in order to evaluate each variant of sizing HRES according to the criteria: normalized cost of electricity (LCOE), diesel fuel consumption and the excess energy fraction (EEF). To make the final decision on the selection of the HRES

sizing the TOPSIS method is used with an assessment of the weights of criteria using the CRITIC method using objective information.

Results: As a result of the research, the methods for the top and bottom levels of the two-level approach were substantiated. The results of a multi-criteria assessment are analyzed using objective and subjective methods for setting weights to criteria. A study of the solutions obtained on the basis of the proposed approach is carried out using the example of the Novikovo of the Sakhalin region.

Conclusions: For simulation of HRES operation with a simple structure, a simulation model is preferable to a model based on linear programming (LP). The use of objective entropy and CRITIC methods is useful for data analysis; however, the results obtained may not correspond to the subjective priorities of the decision maker. The HRES configuration, selected using the TOPSIS method and a subjectively defined preference structure, showed sustainability to changes in the weights of criteria in sensitivity analysis.

Key words: hybrid renewable energy systems; two-level approach; heuristic algorithms for multi-criteria optimization; simulation modeling; linear programming; TOPSIS method, CRITIC method, entropy method.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большая часть территории России не охвачена централизованным электроснабжением в связи с низким уровнем развития энергетической и транспортной инфраструктуры. Применение гибридных энергокомплексов (ГЭК), сочетающих дизельные генераторы, установки на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и накопителя энергии позволяют повысить надежность и эффективность электроснабжения удаленных потребителей. Создание ГЭК требует оптимизации состава и мощности генерирующего оборудования в условиях многокритериальности.

В большинстве исследований для решения многокритериальной оптимизационной задачи выбора состава оборудования ГЭК используется двухуровневый подход, в рамках которого на верхнем уровне формируется множество Парето-оптимальных вариантов конфигураций ГЭК, а на нижнем уровне производится моделирование функционирования для оценки каждой конфигурации ГЭК по ряду критериев [1, 2].

Актуальной проблемой является выбор оптимизационных методов и моделей для каждого уровня, поскольку все они обладают как достоинствами, так и недостатками. Также при многокритериальной оптимизации возникает проблема поиска компромисса между конфликтующими критериями, определения оптимального количества критериев и их весов для принятия обоснованного решения.

Целью данной работы является исследование решений, получаемых при многокритериальном двухуровневом выборе состава оборудования ГЭК с использованием различных методов на нижнем уровне и на этапе назначения весов критериев.

II. МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ДВУХУРОВНЕВОГО ПОДХОДА

Применение двухуровневого подхода рассматривается на примере выбора состава оборудования ГЭК в изолированном энергорайоне «Новиково», расположенном на территории Тонино-Анивского полуострова в Сахалинской области. При создании ГЭК и оптимизации его состава оборудования и функционирования рассматривались следующие источники энергии: ветровая (ВЭС) и солнечная (СЭС) электростанции, так как

исследуемая территория располагает высоким ветроэнергетическим и гелиоэнергетическим потенциалом, а также аккумуляторные батареи (АКБ) для накопления избыточной энергии ВИЭ и дизель-генераторная установка (ДГУ) для повышения надежности электроснабжения потребителей.

В рамках двухуровневого подхода на верхнем уровне проводится формирование конфигураций ГЭК с использованием генетического алгоритма с недоминируемой сортировкой NSGA-II (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm). Подробно о проблеме выбора методов верхнего уровня авторами изложен материал в статье [3]. В данном исследовании алгоритм NSGA-II реализован в среде Python с использованием библиотеки Pymoo [4].

Таким образом, на верхнем уровне формируется множество Парето-оптимальных вариантов конфигураций ГЭК, которые напрямую несравнимы, так как превосходят друг друга по одному или нескольким критериям. Потенциально любой из этих вариантов может быть выбран в качестве эффективного решения. Нижний уровень требуется для получения оценок по части критериев на основе детализированного почасового моделирования функционирования каждой конфигурации ГЭК в пределах одного года.

В исследовании оцениваются экономический, экологический и технический аспекты функционирования ГЭК:

1. Нормированная стоимость электроэнергии LCOE (Levelized Cost of Energy), долл./кВт·ч:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=25}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=25}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

где I_t – инвестиционные затраты в t -ый год, долл.; M_t – эксплуатационные затраты в t -ый год, долл.; F_t – затраты на топливо в t -ый год, долл.; E_t – производство электроэнергии в t -ый год, кВт·ч; r – ставка дисконтирования, принятая 10%; n – жизненный цикл ГЭК, принятый 25 лет.

2. Расход дизельного топлива, т:

$$V_{д.т.} = m_{y.m.} \cdot 10^{-6} \cdot \sum_{t=1}^{8760} W_{дэс}(t) \quad (2)$$

где $m_{y.m.}$ – удельный расход топлива, принятый 200 г/кВт·ч;
 $\sum_{t=1}^{8760} W_{дэс}(t)$ – суммарная выработка ДЭС за весь период моделирования, кВт·ч.

3. Доля избыточной энергии EEF (Excess energy fraction), %:

$$EEF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (N_{сумм}(t) - P_{нагр}(t))}{\sum_{t=1}^{8760} P_{нагр}(t)} \cdot 100\% \quad (3)$$

где $N_{сумм}(t)$ – суммарная мощность генерации в t -ый час, кВт; $P_{сумм}(t)$ – нагрузка потребителя в t -ый час, кВт.

Для выбора оптимальной модели нижнего уровня было проведено сравнение имитационной модели и модели на основе линейного программирования (LP). Обе модели были реализованы в среде Python. Дополнительно для LP-модели была использована библиотека Puomo и решатель GLPK [5].

Имитационная модель функционирует по заданному алгоритму на основе правил: нагрузка в первую очередь покрывается за счет суммарной генерации ВЭС и СЭС, избыток энергии направляется на заряд АКБ, дефицит покрывается разрядом АКБ, и лишь при недостатке энергии от ВИЭ и АКБ – выработкой ДГУ.

Для реализации модели на основе LP были заданы целевая функция в виде минимизации суммарных дисконтированных затрат и система ограничений, включающая баланс активной мощности, уравнения состояния заряда АКБ и ограничения на работу оборудования.

Сравнительный анализ показал, что имитационная модель и модель на основе LP демонстрируют идентичные результаты по расчету критериев LCOE, $V_{д.т.}$ и EEF для 100 альтернатив Парето множества. Ключевое различие заключается в вычислительной эффективности: имитационная модель выполнила все расчеты за 3 минуты 4 секунды, в то время как LP-модели потребовалось 4 часа 6 минут на персональном компьютере с процессором AMD Ryzen 3 3200U.

На основании результатов сравнительного анализа для нижнего уровня при простой структуре ГЭК рекомендуется использовать модель, поскольку она обладает гибкой структурой для учета технологических особенностей источников и имеет высокую детализацию процессов с возможностью выбора шага моделирования.

III. МЕТОД МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОГО АНАЛИЗА TOPSIS И МЕТОДЫ ЭНТРОПИИ И CRITIC ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕСОВ КРИТЕРИЕВ

В результате применения двухуровневого подхода формируется множество Парето альтернатив, которое может включать несколько сотен или тысяч вариантов состава оборудования ГЭК. Для выбора рационального варианта конфигурации ГЭК применяется метод многокритериального анализа TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution), который позволяет анализировать большое количество альтернатив и

ранжировать их на основе сравнения близости каждой из них к идеальному решению [6].

Для того чтобы использовать метод TOPSIS необходимо определить структуру предпочтений ЛПР, которая представляет собой набор критериев, у каждого из которых задан вес, т.е. численная характеристика, показывающая важность каждого критерия.

Веса могут быть заданы субъективно, т.е. ЛПР на свое усмотрение определяет важность критериев с учетом того, что их сумма должна равняться единице. Чем выше вес критерия, тем больший приоритет он имеет при выборе решения.

Также веса критериев можно задать объективно с использованием методов энтропии [7] и CRITIC [8]. В отличие от метода энтропии, который определяет веса критериев исключительно на основе степени изменчивости их значений между альтернативами, метод CRITIC дополнительно учитывает конфликтность между критериями через анализ корреляционных связей.

Поскольку метод энтропии и метод CRITIC имеют различия в нормализации значений критериев и расчете их весов, в данном исследовании рассматривалось использование двух этих методов для определения весовых коэффициентов критериев (1)-(3).

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В исследовании для многокритериального выбора состава оборудования ГЭК использовался двухуровневый подход, в рамках которого на верхнем уровне алгоритмом NSGA-II сформированы варианты решений (рис. 1), а на нижнем уровне было произведено имитационное моделирование каждой альтернативы с целью ее оценки по критериям (1)-(3).

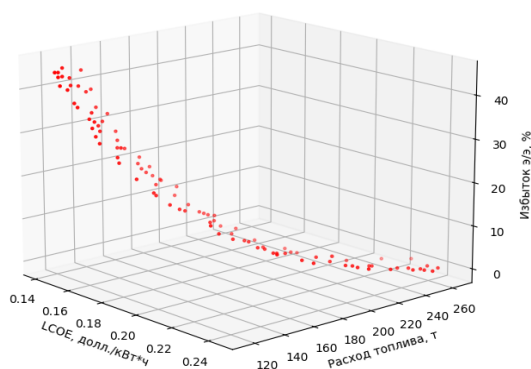


Рис. 1. Множество Парето конфигураций ГЭК, полученное NSGA-II

В результате использования двухуровневого подхода было получено 100 вариантов конфигураций ГЭК – значений установленной мощности ВЭС, СЭС и номинальной мощности АКБ. Значение установленной мощности ДГУ в каждой альтернативе равно максимуму нагрузки энергорайона «Новиково», которое составляет 370 кВт. Окончательный выбор конфигурации ГЭК принимается с использованием метода TOPSIS с учетом заданной структуры предпочтений. При этом веса критериев были заданы двумя способами: объективным способом с использованием методов энтропии и CRITIC и субъективным способом.

Результаты значений весов, полученные субъективным и объективным способами, представлены в таблице 1.

Таблица I. ЗНАЧЕНИЯ ВЕСОВ КРИТЕРИЕВ

Способ/Веса критериев	LCOE	V _{д.т.}	EEF
1. Субъективный способ	0,7	0,1	0,2
2. Метод энтропии	0,03	0,056	0,914
3. Метод CRITIC	0,274	0,264	0,462

Таким образом, чем больше разброс значений критерия среди альтернатив, тем больший вес ему присваивают объективные методы энтропии и CRITIC. Но не всегда критерий с большим диапазоном изменений значений находится в приоритете у ЛПП при поиске решения. Поэтому объективные методы не заменяют мнения ЛПП, а только лишь дополняют его, позволяя оценить ситуацию с другой стороны на основе исходных данных. Для дальнейшего многокритериального анализа альтернатив были приняты веса, определенные субъективно, поскольку необходимо найти конфигурацию ГЭК, при которой значение LCOE будет минимальным, при этом будут достигаться приемлемые значения расхода топлива и доли избыточной энергии. Для этого необходимо, чтобы у данного критерия был наибольший вес среди остальных, что достигается при задании весов вручную.

Итоговый вариант конфигурации ГЭК при заданной структуре предпочтений представлен в таблице 2.

Таблица II. ИТОГОВЫЙ ВАРИАНТ КОНФИГУРАЦИИ ГЭК

Конфигурация ГЭК				Оценки по критериям		
P _{уст.ВЭС} , кВт	P _{уст.СЭС} , кВт	P _{ном.АКБ} , кВт·ч	P _{уст.ДГУ} , кВт	LCOE, долл./кВт·ч	V _{д.т.} , т	EEF, %
213	284	32	370	0,181	185,87	8,01
Веса критериев: $w_{lcoe} = 0,7$; $w_{V_{д.т.}} = 0,1$; $w_{EEF} = 0,2$						

На рис. 2 представлен пример графика покрытия электрических нагрузок при данном составе оборудования ГЭК для периода моделирования, равного 100 часов.

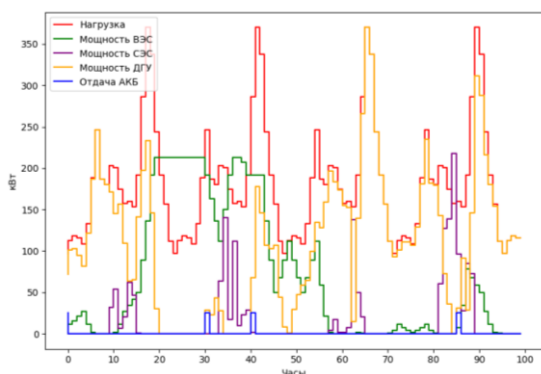


Рис. 2. График покрытия электрических нагрузок ГЭК

В исследовании был произведен анализ чувствительности для проверки выбранной альтернативы в качестве оптимальной конфигурации ГЭК на устойчивость к изменению структуры предпочтений. При этом учитывалось, что увеличение веса одного из критериев ведет к снижению влияния остальных на итоговое решение.

Анализ чувствительности, проведенный путем вариации весовых коэффициентов в диапазоне $\pm 0,05$, показал, что выбранная конфигурация остается в числе

трех лучших альтернатив при изменении структуры предпочтений, что подтверждает устойчивость решения.

Таким образом, в результате исследования представлено применение двухуровневого подхода для решения задачи многокритериального выбора состава оборудования ГЭК. Использование алгоритма NSGA-II на верхнем уровне и имитационного моделирования на нижнем уровне позволило получить и оценить широкий спектр Парето-оптимальных решений.

Установлено, что для задач оптимизации ГЭК со сравнительно простой структурой имитационная модель является предпочтительнее модели на основе LP, так как обеспечивает сопоставимую точность при существенно более высокой вычислительной эффективности и гибкости.

Сравнение методов задания весов критериев показало, что объективные методы энтропии и CRITIC полезны для анализа данных, но результаты могут не соответствовать субъективным приоритетам ЛПП. В данном случае принятие решения на основе субъективных весов, отражающих приоритет минимизации LCOE, позволило выбрать экономически эффективную конфигурацию при учете оценок по менее важным для ЛПП критериям надежности и расхода дизельного топлива.

Выбранная с помощью метода TOPSIS конфигурация ГЭК показала устойчивость к изменению весов критериев в ходе анализа чувствительности. Таким образом, предложенный подход к многокритериальному выбору состава оборудования ГЭК позволяет найти оптимальное решение, при котором будут достигаться требования экономической эффективности и надежности электроснабжения потребителей.

Список литературы

- [1] Akvile G., Sigitas R., Mantas M., et al. Hybrid Renewable Energy Systems -- A Review of Optimization Approaches and Future Challenges // Applied Sciences. 2025. Vol. 15. DOI: 10.3390/app15041744.
- [2] Xin-Yu Ren, Ling-Ling Li, Bing-Xiang Ji, et al. Design and analysis of solar hybrid combined cooling, heating and power system: A bi-level optimization model // Energy. 2024. Vol. 292. DOI: 10.1016/j.energy.2024.130362.
- [3] Северина Я.Д., Шакиров В.А. Оценка эвристических алгоритмов многокритериальной оптимизации для выбора состава оборудования гибридных энергокомплексов // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2025. – № 3 (39). – С. 88-103
- [4] NSGA-II: Non-dominated Sorting Genetic Algorithm // Multi-objective Optimization in Python / Pyomo [Электронный ресурс]. URL: <https://pymoo.org/algorithms/moo/nsga2.html>.
- [5] Pyomo [Электронный ресурс] URL: <https://www.pyomo.org/>
- [6] TOPSIS // Википедия: Свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. URL: <https://en.wikipedia.org/wiki/TOPSIS>.
- [7] Kowitz Ponhanand, Panitas Sureeyatanapas. A comparison between subjective and objective weighting approaches for multi-criteria decision making: A case of industrial location selection // Engineering and Applied Science Research. 2022. Vol. 49(6). PP. 763-771. DOI: 10.14456/easr.2022.74.
- [8] D. Diakoulaki, G. Mavrotas, L. Papayannakis. Determining objective weights in multiple criteria problems: the critic method // Computers Ops Res. 1995. Vol. 22. No.7. PP. 763-770.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОВОЙ И СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Стовбун Н.С.

Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук
Южно-Сахалинск, Россия
e-mail: n1kolay19971997@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Географическое расположение Сахалина и островов Курильской гряды определяет существующий в настоящее время режим работы энергосистемы и относит ее к так называемым ТИТЭС - технологически изолированным территориальным энергосистемам, при этом Сахалинская область испытывает дефицит вырабатываемой электроэнергии, что, в свою очередь, ограничивает вводимые мощности потребителей и сдерживает развитие региона. Вместе с тем Сахалинская область обладает потенциалом неиспользуемых в настоящее время нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) позволяющих как создавать локальные автономные системы электроснабжения, так увеличить установленную мощность генерации энергосистемы. Солнечный потенциал региона оценивается как относительно низкий, в то время как ветровой ресурс считается приоритетным, но всё же недостаточным для создания автономных систем электроснабжения на основе ветрогенерации, и становится актуальной задачей оценка потенциала комплексного – ветросолнечного ресурса НВИЭ. В данной статье был проведен анализ на основе открытых данных с целью оценки выработки ветросолнечной энергии и возможностей ее применения для электроснабжения потребителей малой мощности.

Материалы и методы: Использовались открытые источники данных (NASA POWER, метеостанции Сахалинской области, карты ветровых ресурсов России) с временными рядами солнечной радиации и скорости ветра. Применялись математические расчёты валового и технического потенциала, формулы для выработки энергии от солнечных панелей и ветроагрегатов, включая коэффициенты эффективности по месяцам.

Результаты: Рассчитан валовый и технический потенциал солнечной энергии (требуемая площадь панелей для типичного потребления малой мощности), а также выработка ветроагрегатов с различными диаметрами ротора и высотами. Выявлена комплементарность ресурсов: низкий солнечный потенциал для маломощных систем и более высокий ветровой в прибрежных районах.

Выводы: Предложен подход к оценке ветросолнечных ресурсов Сахалинской области, подтверждающий их эффективность для автономных и локальных энергосистем. Интеграция ВИЭ способствует устойчивости энергоснабжения, несмотря на климатические вызовы.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветросолнечные ресурсы, Сахалинская область, энергетический потенциал, выработка энергии, автономные системы.

ASSESSMENT OF THE POTENTIAL FOR THE USE OF WIND AND SOLAR ENERGY IN THE SAKHALIN REGION

Nikolay Stovbun

Institute of Marine Geology and Geophysics, Far Eastern Branch Russian Academy of Sciences
Yuzhno-Sakhalinsk, Russia
e-mail: n1kolay19971997@yandex.ru

Abstract

Background: The geographical location of Sakhalin and the Kuril Islands chain determines the current operational regime of the power system, classifying it as a so-called TITES - a technologically isolated territorial power system. At the same time, the Sakhalin Region experiences a deficit in generated electricity, which, in turn, limits the connected consumer capacities and hinders regional development. Nevertheless, the Sakhalin Region possesses the potential of currently underutilized non-traditional renewable energy sources (NRES) that enable both the creation of local autonomous power supply systems and an increase in the installed generation capacity of the power system. The solar potential of the region is assessed as relatively low, whereas the wind resource is considered priority but still insufficient for establishing autonomous power supply systems based on wind generation alone, making the task of evaluating the potential of a combined wind-solar NRES resource particularly relevant. This article

presents an analysis based on open data to assess the generation of wind-solar energy and the possibilities of its application for supplying low-power consumers.

Materials and methods: Open data sources (NASA POWER, weather stations located in Sakhalin Oblast, and Russian wind resource maps) with time series of solar radiation and wind speed were used. Mathematical calculations of gross and technical potential were applied, as well as formulas for energy production from solar panels and wind turbines, including monthly efficiency factors.

Results: The gross and technical potential of solar energy (the required panel area for typical low-power consumption) was calculated, as well as the output of wind turbines with different rotor diameters and heights. A complementarity of resources was identified: low solar potential for low-power systems and higher wind potential in coastal areas.

Conclusions: An approach to assessing wind and solar resources in the Sakhalin Region is proposed, confirming their effectiveness for autonomous and local energy systems. Integration of renewable energy sources contributes to the sustainability of energy supply despite climate challenges.

Key words: renewable energy sources, wind-solar resources, Sakhalin Region, energy potential, power generation, autonomous systems.

I. ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным из официальных источников, аффилированных с Правительством Сахалинской области установленная мощность генерации в Сахалинской области составляет 623 МВт на конец 2024 года. Одновременно с этим, по данным тех же источников, дефицит электроэнергии к началу 2028 года в регионе составит минимум 108 МВт. Одним из путей устранения дефицита генерации является использование НВИЭ.

В работе [1] на основе анализа ветросолнечных ресурсов Сахалинской области авторы выделяют ветровой ресурс как приоритетный, в то время как солнечный потенциал оценивается как относительно низкий.

Наиболее полной работой по данной тематике является монография [2], в которой представлен детальный анализ возобновляемых энергетических ресурсов Сахалинской области. Авторы заключают, что ветровой ресурс региона недостаточно высок для создания систем электроснабжения средней и большой мощности.

В настоящее время переход к возобновляемой энергетике находится на стадии обсуждения и прогнозирования, поскольку ВИЭ не могут полностью покрыть мощности, генерируемые традиционными источниками. Тем не менее, существуют сценарии, где использование ВИЭ является безальтернативным, в частности, для локальных и автономных энергосистем, таких как освещение, электроснабжение удаленных потребителей и частных домов, нагрев воды, а также различных автономных электроустановок и полевого научного измерительного оборудования.

В данной работе будут произведены математические расчеты, позволяющие ориентировочно оценить потенциал ветросолнечных ресурсов Сахалинской области. Для ветроэнергетических ресурсов будет рассчитана выработка ветроагрегатов с различным диаметром ротора и на различных высотах. Для гелиоэнергетических ресурсов будет рассчитана максимальная площадь солнечных панелей для обеспечения электроснабжения потенциальных потребителей малой мощности. В качестве исходных данных будут использованы открытые интернет-источники с временными рядами скорости ветра и солнечной радиации.

II. ГЕЛИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Выходные характеристики фотоэлектрических модулей (солнечных панелей) зависят от множества факторов, в том числе от уровня солнечной радиации, падающей на рабочую поверхность [3]. Интенсивность солнечного излучения, в свою очередь, определяется погодными условиями, уровнем облачности, наличием туманов, временем суток и сезоном года. Прохождение облака может снизить выходную мощность солнечной панели до 50% [4]. Фотоэлектрические модули рекомендуется размещать в местах с максимальным поступлением солнечного излучения не только в краткосрочной перспективе (несколько дней), но и в среднем за год. Установка панелей в неблагоприятных условиях приведет к высокой себестоимости генерируемой энергии и увеличению срока окупаемости.

На основе данных из открытых интернет-источников можно определить месячные и годовые уровни солнечной радиации, количество ясных, облачных и пасмурных дней, провести соответствующие расчеты и сформулировать предварительные выводы о перспективах использования солнечной энергии в выбранном регионе.

Проведем расчет параметров солнечной энергии для г. Южно-Сахалинска, используя методику, представленную в [2]. На территории Сахалинской области находятся действующие метеостанции, но в российских интернет ресурсах отсутствуют доступные временные ряды солнечной радиации в исследуемом регионе. Поэтому были использованы ряды из открытой базы NASA POWER, которые предоставляют данные глобальной горизонтальной иррадиации (GHI). Использованы данные для координат Южно-Сахалинска (46.95° N, 142.73° E).

Рассчитаем валовый потенциал солнечной энергии за каждый месяц. Предварительно определим отношение наблюдаемой продолжительности солнечного сияния к возможной для каждого месяца:

$$C_n = \frac{I_{\text{факт}}}{I_{\text{макс}}}, \quad (1)$$

где: c_n – отношение продолжительности солнечного сияния к возможной за конкретный месяц (безразмерная величина);

$I_{\text{факт}}$ – фактическая продолжительность солнечного сияния в месяце (в сутках или часах, в зависимости от данных);

$I_{\text{макс}}$ – максимальная возможная продолжительность солнечного сияния в месяце (астрономическая, в сутках или часах).

За количество солнечных дней взяты полностью ясные дни, за исключением пасмурных и облачных дней.

Далее рассчитывается валовый потенциал солнечной энергии за каждый месяц по эмпирической модели:

$$\mathcal{E}_{\text{ВАЛн}} = \mathcal{E}_n \cdot (c_n + b_1 \cdot c_1) \quad (2)$$

где: $\mathcal{E}_{\text{ВАЛн}}$ – валовый потенциал солнечной энергии за конкретный месяц, кВт·ч/м²;

\mathcal{E}_n – суммарная солнечная радиация при абсолютно прозрачном небе за месяц, МДж/м² (конвертировать в кВт·ч/м²: 1 МДж = 0.2778 кВт·ч);

c_1 – отношение продолжительности солнечного сияния к возможной за месяц;

b_1 – коэффициент, учитывающий долю солнечной радиации, задержанной облаками за месяц (эмпирический, типично 0.4–0.5).

Далее рассчитывается технический потенциал солнечной энергии, приходящей на горизонтальную площадку в течение месяца (с учётом эффективности преобразования):

$$\mathcal{E}_{\text{ТЕХн}} = \mathcal{E}_{\text{ВАЛн}} \cdot S \cdot t \cdot t_{\text{СЭ}} \cdot K_{\text{ЗАП}} \cdot n_{\text{ПРЕОБР}} \cdot h_{\text{КОМ}} \cdot K, \quad (3)$$

где: $\mathcal{E}_{\text{ТЕХн}}$ – технический потенциал солнечной энергии, приходящий на наклонную площадку за один месяц, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ВАЛн}}$ – валовый потенциал солнечной энергии за конкретный месяц, кВт·ч/м²;

S – площадь элементов солнечной установки, м² (для нормализации принято $S = 1 \text{ м}^2$);

t – коэффициент светопропускания защитного покрытия солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ), безразмерный (типично 0.9–0.95);

$t_{\text{СЭ}}$ – КПД солнечных элементов, безразмерный (типично 0.15–0.22);

$K_{\text{ЗАП}}$ – коэффициент заполнения поверхности модулей СФЭУ, безразмерный (0.85–0.95);

$n_{\text{ПРЕОБР}}$ – коэффициент полезного действия при преобразовании в инверторе и передаче энергии потребителю, безразмерный (0.9–0.95);

$h_{\text{КОМ}}$ – коэффициент передачи энергии при последовательной коммутации элементов, безразмерный (0.98);

K – коэффициент перерасчёта солнечной радиации с горизонтальной площадки на наклонную под углом 40° (для Сахалина 1.1–1.2).

Предположим, что среднегодовое суммарное потребление, например, частного дома составляет 4000 кВт·ч/год. Зная технический потенциал солнечной энергии

за год ($\mathcal{E}_{\text{ТЕХн}}$), рассчитаем требуемую площадь солнечной установки:

$$S = \frac{\mathcal{E}_{\text{ТРЕБ}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЕХ}}}, \quad (4)$$

где: S – требуемая площадь солнечных панелей, м²;

$\mathcal{E}_{\text{ТРЕБ}}$ – потребление нагрузки за год, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ТЕХ}}$ – технический потенциал солнечной энергии за год на 1 м², кВт·ч/м².

В результате расчета получилось 18.8 м². При использовании солнечных панелей с более высоким коэффициентом полезного действия $t_{\text{СЭ}}$ – 18%, площадь солнечных панелей S составит 12.5 м².

Решающим фактором для потенциала солнечной энергии является количество солнечной радиации, которое зависит от погодных условий и радиационного баланса. Сахалинская область характеризуется низким потенциалом солнечной энергии, что делает её использование малоэффективным для потребителей средней и высокой мощности. Вместе с тем, применение солнечных панелей с более высоким КПД позволяет существенно уменьшить требуемую площадь установки. Полученные результаты совпадают с публикациями по солнечной энергии Сахалинской области, например, [5]. Несмотря на низкий потенциал, использование солнечной энергии остаётся обоснованным и эффективным для питания автономных приборов, систем и частных домов.

III. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Энергия ветра возникает в результате неравномерного нагрева поверхности Земли солнечным излучением, что приводит к формированию воздушных потоков. Это объясняет усиление ветра в прибрежных зонах, где различия в нагреве водной поверхности и суши создают суточные вариации ветровых потоков. Следовательно, наиболее перспективными для размещения ветроэнергетических установок (ВЭУ) являются побережья морей и прилегающие территории [6].

Задача ВЭУ заключается в преобразовании кинетической энергии ветра в электрическую посредством вращения ветроколеса. Энергия передаётся через систему передач на генератор. Классификация и типы ВЭУ следует рассмотреть отдельно, однако все дальнейшие расчёты относятся к ВЭУ с горизонтальной осью вращения, поскольку они наиболее распространены благодаря более высокому коэффициенту использования энергии ветра.

Оценка потенциала ветровых ресурсов представляет собой более сложную задачу по сравнению с фотоэлектрическими модулями, поскольку эффективность ВЭУ зависит от множества факторов:

1. Скорости и изменения направления ветра во времени.
2. Диаметра, формы и профиля лопастей ветроколеса.
3. Типа и конструкции ВЭУ.
4. Ориентации колеса на ветер при изменении его направления.

Скорость и направление ветра, в свою очередь, зависят от места установки ВЭУ, местного рельефа и высоты

башни. Перед установкой ветроагрегата рекомендуется провести оценку распределения скорости ветра с использованием специализированной метеостанции или данных из открытых источников. В данном случае воспользуемся открытыми данными с Сахалинских метеостанций, доступных в интернете (gr5.ru). Дополнительно были использованы карты ветровых ресурсов геоинформационной системы «Возобновляемые источники энергии России» (ГИС ВИЭР, gisre.ru). Формулы и принципы расчёта заимствованы из [7].

Значение удельной мощности N_{yn} развиваемой потоком воздуха на разных высотах:

$$N_{yn} = 0.5 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot F, \quad (5)$$

где: N_{yn} – удельная мощность, развиваемая потоком воздуха на высоте n м, Вт/м²;

ρ – плотность воздуха (при нормальных условиях принимается равной 1,226 кг/м³ при $t = 15$ С, $p = 760$ мм рт.ст., или 101,3 кПа);

v – скорость ветра на заданной высоте, м/с;

F – поперечное сечение, через которое проходит поток воздуха (в расчете 1 м²).

Площадь $F_{взуп}$, ометаемая ветроагрегатом с горизонтальной осью вращения:

$$F_{ВЭУn} = \frac{\pi \cdot D_1^2}{4}, \quad (6)$$

где, $F_{взуп}$ – ометаемая площадь ротора диаметром D , м²;
 D – диаметр ротора, м.

Полезная мощность ротора:

$$N_n = N_{yn} \cdot F_{ВЭУn} \cdot n_p \cdot n_g \cdot \xi \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где N – полезная мощность ВЭУ на высоте n , кВт;

$F_{взуп}$ – ометаемая площадь, м²;

N_{yn} – удельная мощность, Вт/м²;

n_p – КПД ротора (типично 0,9);

n_g – КПД генератора (типично 0,95);

ξ – коэффициент использования мощности ветра (обычно 0,45 в практических расчётах, не превышает 0,59 по пределу Бетца).

Среднегодовая выработка энергии:

$$W_{cn} = 24 \cdot 365 \cdot N_n, \quad (8)$$

где: W_{cn} – среднегодовая выработка энергии на высоте n , кВт·ч.

В результате расчётов, например, для ротора диаметром 10 м на высоте 30 м среднегодовая выработка составит 42 720 кВт·ч. Для ротора диаметром 5 м на высоте 10 м — 8 455 кВт·ч. Таким образом, потенциал ветровой энергии Сахалинской области можно оценить как достаточно высокий, особенно в прибрежных районах. Согласно

данным GlobalWindAtlas и метеорологических наблюдений, среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м в северных Курилах достигает 6,18 м/с, а в Южно-Сахалинске — около 4,1 м/с. В ветреный период (сентябрь–май) средняя скорость превышает 3,7 м/с. На высоте 50–100 м скорости увеличиваются до 6–8 м/с в прибрежных зонах, с плотностью мощности 200–400 Вт/м², что подтверждает перспективность для малых и средних ВЭУ.

В настоящей работе не учитывались факторы ухудшения характеристик фотоэлектрических модулей и ветроагрегатов, связанные с гидрометеорологическими условиями, такими как обледенение лопастей, износ конструкции, загрязнение поверхностей солнечных модулей и т.д. Эти факторы трудно прогнозируемы и могут существенно снизить вырабатываемую мощность, требуя регулярного обслуживания и дополнительных финансовых вложений.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение, анализ ветросолнечных ресурсов Сахалинской области на основе открытых данных подчеркивает значимость возобновляемых источников энергии для изолированной энергосистемы региона. Солнечный потенциал признан относительно скромным, что делает его подходящим в основном для небольших автономных систем, таких как снабжение энергией частных домов или локальных потребителей. Ветровой ресурс, напротив, проявляет более выраженный потенциал, особенно в прибрежных зонах, где условия благоприятны для эффективной генерации.

Финансирование и благодарности: Работа выполнена в рамках госзадания по теме FWWM 2024-0006.

Список литературы

- [1] Возобновляемые энергетические ресурсы Сахалинской области: оценка и приоритеты использования / И. Ю. Иванова, Т. Ф. Тугузова, Н. А. Халгаева, В. Н. Тихоньких // География и природные ресурсы. – 2010. – № 1. – С. 102-107. – EDN LLOYBN.
- [2] Ковалев П.Д., Ковалев Д.П., Шевченко Г.В. Возобновляемые энергетические ресурсы Сахалинской области. Владивосток: Дальнаука, 2015. 216 с. ISBN 978-5-8044-1520-5.
- [3] ГОСТ Р 51594-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения: государственный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен 01.01.2001.
- [4] Юдаев, И. В. Возобновляемые источники энергии: учебник / И. В. Юдаев, Ю. В. Даус, В. В. Гамага. — Санкт-Петербург: Лань, 2020. — 328 с.
- [5] Возобновляемые энергетические ресурсы Сахалинской области: оценка и приоритеты использования / И. Ю. Иванова, Т. Ф. Тугузова, Н. А. Халгаева, В. Н. Тихоньких // География и природные ресурсы. – 2010. – № 1. – С. 102-107. – EDN LLOYBN.
- [6] ГОСТ Р 51991-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Принят и введен в действие постановлением госстандартароссии от 25 декабря 2002 г. № 516-ст.
- [7] Сибикин, Ю. Д. Альтернативные источники энергии: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 2-е изд., стер. — Москва: ИНФРА-М, 2023. — 247 с. DOI 10.12737/1862890. - ISBN 978-5-16-017601-7.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА СОСТАВА ВКЛЮЧЕННОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ИХ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ С ГАЗОТУРБИНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Стрижевский И.А.¹, Сигитов О.Ю.², Суслов К.В.¹

¹ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»

²ФГБОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы»

Москва, Россия

e-mail: strizhevskiy02@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Надёжная работа энергосистемы требует постоянного баланса производства и потребления электроэнергии, однако графики нагрузки характеризуются значительной суточной и сезонной неравномерностью. Дополнительные сложности возникают при высоком уровне генерации от ветровых электростанций, мощность которых изменяется в течение дня и нередко достигает максимума в моменты сниженного потребления. Это приводит к необходимости глубокого планирования состава генерирующего оборудования и влияет на экономическую эффективность их работы.

Материалы и методы: Для анализа использовались архивные данные графиков нагрузки, графики выработки ВЭС на территории Нового Южного Уэльса, а также технические характеристики ГТУ.

Результаты: Разработан алгоритм выбора состава включенного генерирующего оборудования ВЭС на сутки вперед. Предложенный алгоритм учитывает одновременно технические и экономические факторы, что имеет ключевое значение для планирования режимов работы ЭЭС, поскольку модель охватывает широкий набор параметров и критериев.

Выводы: Проведённый анализ показал, что изменение профиля ветровой генерации может влиять на глубину и частоту регулирования мощности со стороны ГТУ. В связи с этим целесообразно проводить сравнительную оценку затрат на увеличение эквивалентных часов эксплуатации ГТУ и упущенной прибыли от остановленных ВЭУ.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, ветровые электростанции, возобновляемые источники энергии, нестабильная генерация, газотурбинные установки, график нагрузки.

DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR SELECTING THE COMPOSITION OF INCLUDED GENERATING EQUIPMENT OF WIND POWER PLANTS DURING THEIR JOINT OPERATION WITH GAS TURBINE UNITS

Ivan Strizhevskiy¹, Oleg Sigitov^{1,2}, Konstantin Suslov¹

¹National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

²Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia

Moscow, Russia

e-mail: strizhevskiy02@mail.ru

Abstract

Background: Reliable operation of an electric power system requires continuous balance between electricity generation and consumption; however, load curves exhibit significant daily and seasonal variability. Additional complexity arises with a high share of wind power plants, whose output fluctuates throughout the day and often reaches maximum levels during periods of reduced demand. This necessitates detailed planning of the generating equipment configuration and affects the overall economic efficiency of system operation.

Materials and methods: The study uses archival load curve data, wind generation profiles for the state of New South Wales, as well as technical characteristics of gas turbine units.

Results: An algorithm has been developed for selecting the optimal composition of wind power plant generating equipment for the day-ahead horizon. The proposed algorithm simultaneously accounts for technical and economic factors, which is essential for power system operation planning, as the model integrates a broad range of parameters and decision criteria.

Conclusions: The analysis has shown that changes in wind generation profiles can significantly affect the depth and frequency of power regulation required from GTUs. Therefore, it is advisable to perform a comparative assessment between the cost associated with increased equivalent operating hours of GTUs and the lost revenue from curtailed wind turbine output.

Key words: power system, wind power plants, renewable energy sources, variable generation, gas turbine units, load curve.

I. ВВЕДЕНИЕ

Энергосистемы любого масштаба характеризуются выраженной неравномерностью электрической нагрузки — суточной, недельной, сезонной и годовой. Эти колебания формируются под воздействием режимов промышленного и бытового потребления, погодных условий [1], [2].

Непостоянство нагрузки существенно влияет на работу генерирующего оборудования, имеющего ограничения по технологическому минимуму, скорости изменения нагрузки и числу допустимых пусков и остановов. Например, работа газотурбинных установок (ГТУ) на режимах, близких к технологическому минимуму, снижает их эффективность и экологичность.

Рост доли ветровой генерации усиливает проблему: в часы пиковой выработки ВЭС при относительно низком потреблении требуется снижать генерацию ГТУ, что может приводить к резко переменным режимам и вынужденным остановам [3], [4].

Поэтому для выбора оптимальных режимов работы генерирующего оборудования электроэнергетической системы (ЭЭС) необходимо использовать комплексный анализ поведения нагрузки, графиков выработки ВЭС и экономических последствий маневрирования ГТУ. Показателем экономических последствий выступают эквивалентные часы работы ГТУ, позволяющие оценить влияние режимов, пусков, остановов и ограничений выработки на общую экономическую эффективность энергосистемы с высокой долей ВЭС и ВИЭ в целом.

Соответственно, целью исследований является изучение влияния выработки электроэнергии ВЭС на ГТУ и разработка алгоритма, который исключит или минимизирует негативные эффекты с помощью планирования оптимального состава генерирующего оборудования ВЭС.

Научная новизна предложенной методики заключается в нахождении баланса между обеспечением надежности эксплуатации существующих ПГУ и выработкой электроэнергии ВЭС с учетом как технических, так и экономических аспектов.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Неравномерность графика нагрузки ЭЭС в течение суток в первую очередь связана с жизненными циклами людей. Ярко выражены утренние и вечерние пики, в дневные часы происходит просадка электропотребления, ночью нагрузка минимальна. При рассмотрении месячных и годовых графиков нагрузки можно заметить, что неравномерность связана с климатическими особенностями местности, изменениями времени года, уровнем развития инфраструктуры. Для наглядности на рис. 1 приведен график нагрузки за месяц июль 2025 в Новом Южном Уэльсе, одном из штатов Австралии,

обладающим большим количеством ветровых и солнечных электростанций [5].

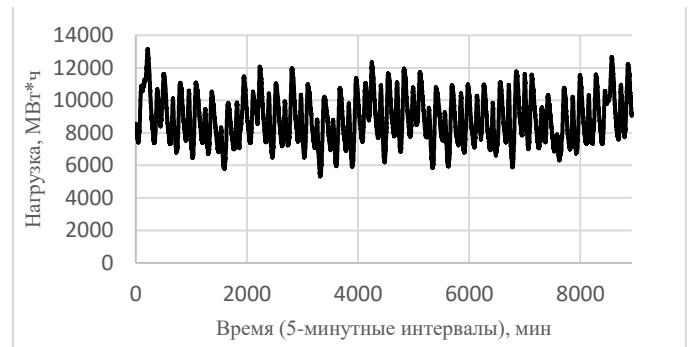


Рис. 1. График нагрузки в июле 2025 г. для штата Новый Южный Уэльс

Проанализировав график, можно заметить, что он имеет определенную цикличность, связанную с повторением нагрузки каждые сутки, но при этом в течении этих суток происходят резкие колебания потребления электроэнергии, также есть несколько дней, выбивающихся из общей картины, что добавляет неравномерности графику, а следовательно, и сложности в управлении и регулировании мощности электростанций.

Стоит также отметить работу ВЭС на рассматриваемой территории. На рис. 2 показаны графики коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) всех ветровых электростанций, расположенных на территории Нового Южного Уэльса, и их результирующая кривая выработки [6].

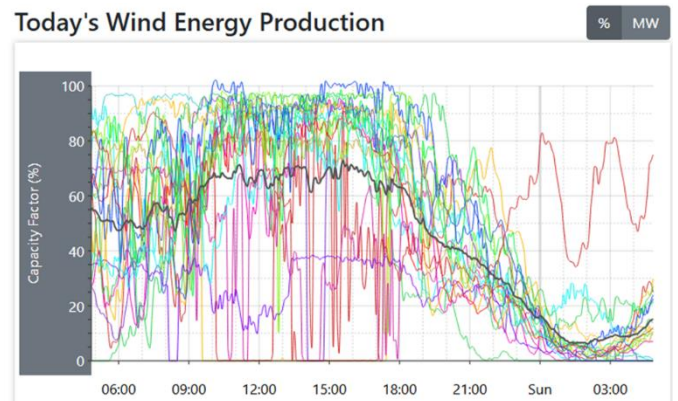


Рис. 2. Выработка всех ВЭС, расположенных в Новом Южном Уэльсе

Графики КИУМ каждой ВЭС показывают сильные перепады выработки в течение суток, что требует их компенсации на традиционные электростанции (для условий Австралии в первую очередь — угольных ТЭС). Проблема частично решается, если взглянуть на результирующую кривую, она имеет менее существенные перепады и более сглажена.

В рамках данной статьи разработан оптимальный алгоритм выбора генерирующего оборудования ветровых электростанций – рис. 3. Его целью является выбор

экономически-обоснованного состава работающих ВЭУ на ВЭС, работающих в ЭЭС.

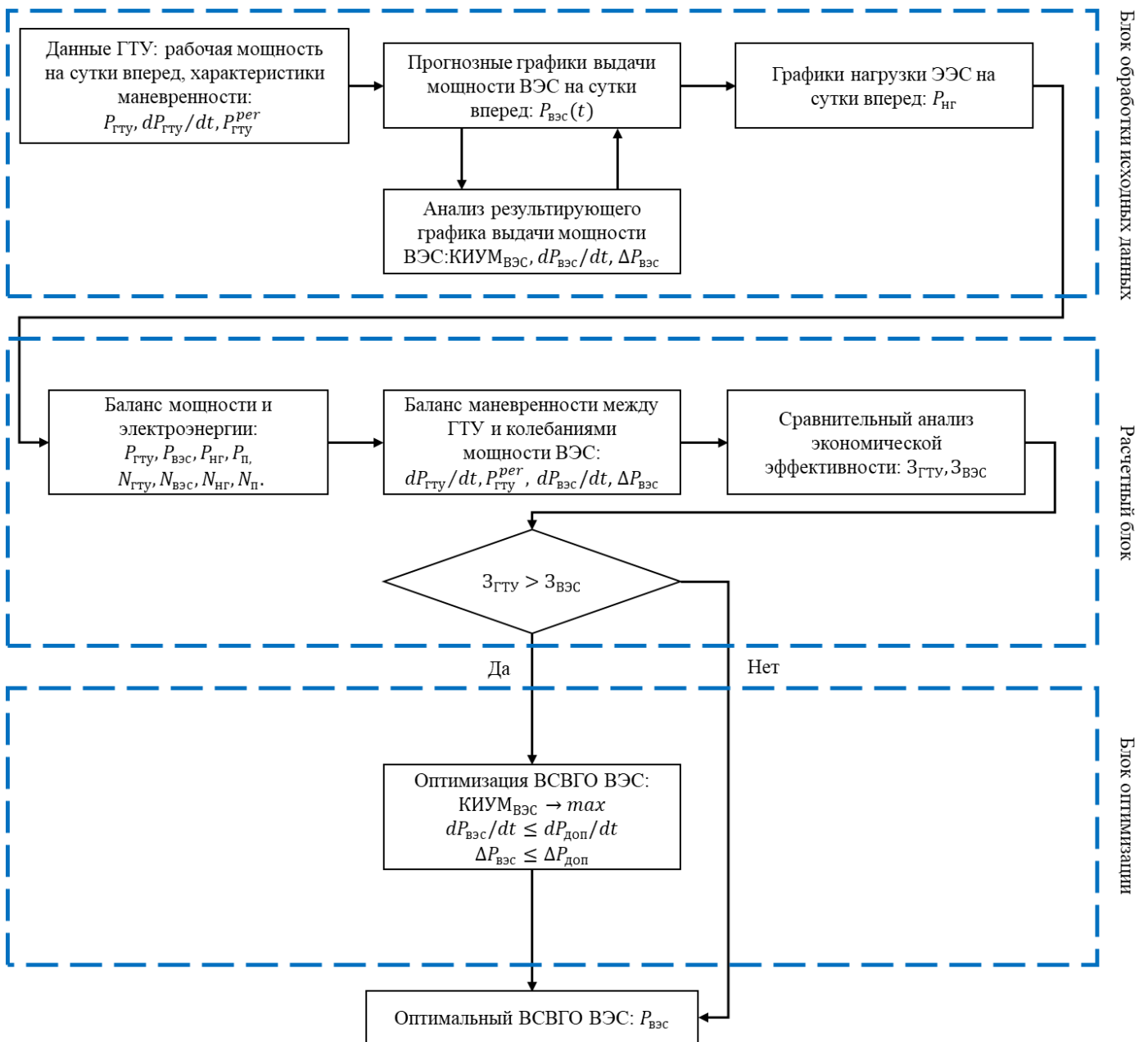


Рис. 3. Алгоритм выбора состава оптимального генерирующего оборудования

Исходными данными является информация по генерирующему оборудованию традиционных электростанций (ГТУ), прогнозные графики выработки ВЭС на сутки вперед и график нагрузки ЭЭС на сутки вперед. На этом этапе происходит анализ результирующего графика генерации ВЭС на основе следующих параметров: КИУМ, приращение мощности, скорость изменения мощности. Под КИУМ понимается отношение общего количества фактически произведенной электроэнергии за определенный период времени к максимально возможному количеству электроэнергии, которое могло бы быть произведено, если бы станция работала непрерывно на своей номинально мощности в течение того же периода времени. Приращение мощности показывает изменение выходной мощности ВЭС между

двумя моментами времени, выражаемое в единицах мощности (МВт). Скорость изменения мощности показывает изменения мощности электростанции ВЭС в единицу времени, выражаемая в МВт/ч или МВт/мин.

Вторым этапом являются уравнения баланса мощности и энергии (формулы 1 и 2), с помощью них предварительно выбирается состав генерирующего оборудования из традиционных электростанций:

$$P_{ГТУ} + P_{ВЭС} = P_{НГ} + P_{П} \quad (1)$$

$$N_{ГТУ} + N_{ВЭС} = N_{НГ} + N_{П} \quad (2)$$

где $P_{ГТУ}$ – мощность ГТУ, МВт; $P_{ВЭС}$ – мощность ВЭС, МВт; $P_{нг}$ – потребляемая мощность в ЭЭС, МВт; $P_{п}$ – потери мощности в электрической сети МВт; $N_{ГТУ}$ – выработка электрической энергии ГТУ, МВт·ч; $N_{ВЭС}$ – выработка электрической энергии ВЭС, МВт·ч; $N_{нг}$ – потребляемая электроэнергия в ЭЭС, МВт·ч; $N_{потерь}$ – потери электроэнергии в ЭЭС, МВт·ч.

Основным требованием для параллельной работы ГТУ с ВЭС, является маневренность, которая описывается выражением 3 [7]:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n \frac{dP_i(t)}{dt} \geq \frac{dP_{ВЭС}(t)}{dt} \\ \sum_{i=1}^n P_i^{per} \geq P_{ВЭС} \end{cases} \quad (3)$$

где $\frac{dP_i}{dt}$ – скорость изменения нагрузки ГТУ, МВт/мин; $\frac{dP_{ВЭС}(t)}{dt}$ – скорость изменения мощности ВЭС, МВт/мин; P_i^{per} – свободный регулировочный диапазон (регулируемый резерв) активной мощности ГТУ, МВт; $\Delta P_{ВЭС}$ – приращение мощности ВЭС, МВт; i – количество ГТУ в ЭЭС.

Итогом данного этапа является оценка экономической эффективности. Сначала определяется влияние переменных режимов работы ВЭС на эквивалентные часы эксплуатации ГТУ, которые определяются по формуле 4 [8]:

$$t_{экв} = a_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot n_2 + \sum_{i=1}^n t_i + f \cdot w \cdot (b_1 \cdot t_1 + b_2 \cdot t_2) \quad (4)$$

где a_1 – коэффициент для каждого пуска; n_1 – число пусков; a_2 – коэффициент для каждого аварийного пуска; n_2 – число аварийных пусков; n – число резких изменений температуры; t_i – эквивалентное время работы для резкого изменения температуры, например, вследствие ступенчатого изменения нагрузки или отключений; f – коэффициент для загрязненных, неоговоренных или неустановленных видов топлива; w – коэффициент для инъекции воды или пара; b_1 – коэффициент для режима базовой нагрузки; t_1 – время эксплуатации на уровне, не превышающем базовую нагрузку; b_2 – коэффициент для режима пиковой нагрузки; t_2 – время эксплуатации между базовой и пиковой нагрузками. Стоит отметить, что формула представлена в общем виде, в частных случаях могут учитываться и другие дополнительные коэффициенты.

Если затраты, связанные с увеличением числа эквивалентных часов эксплуатации превосходят затраты на отключение части ВЭУ, то в рамках третьего этапа решается оптимизационная задача выбора состава включенного генерирующего оборудования ВЭС (ВСВГО ВЭС).

Целевой функцией является максимизация КИУМ ВЭС при ограничении скорости изменения мощности ВЭС и приращения ВЭС по допустимым значениям, снижающим наработку эквивалентных часов эксплуатации ГТУ:

$$КИУМ_{ВЭС} \rightarrow \max \quad (5)$$

$$dP_{ВЭС}/dt \leq dP_{дон}/dt \quad (6)$$

$$\square P_{ВЭС} \leq \square P_{дон} \quad (7)$$

Результатом решения задачи является сравнительный анализ экономической эффективности по экономии эквивалентных часов эксплуатации и упущенной прибыли от остановленных ВЭУ.

Таким образом, итоговым результатом алгоритма является оптимальный выбор состава включенного генерирующего оборудования ВЭС.

III. ВЫВОДЫ

1. Разработанный алгоритм выбора состава включенного генерирующего оборудования ВЭС демонстрирует, что учет одновременно технических и экономических факторов является критически важным для эффективного управления энергосистемой.

2. Целесообразно проводить сравнительную оценку между увеличением эквивалентных часов эксплуатации ГТУ (вызванным маневрированием) и упущенной прибылью от остановленных или ограниченных в выработке ВЭУ. Такой анализ позволяет обоснованно решить, что экономически целесообразнее в конкретных условиях: нести дополнительные затраты на маневрирование ГТУ или ограничивать выработку ВЭС в определенные периоды времени.

3. Алгоритм разработан для конкретного примера (ГТУ и ВЭС), но в будущем планируется его расширение для других типов электростанций.

Список литературы

- [1] Лозинская А.М., Редькина А.Ю., Шенкман Е.А. Прогнозирование электропотребления объединенной энергосистемы: учет сезонных колебаний // Прикладная эконометрика. – 2020. – № 4 (60). – С. 5–25.
- [2] Абдурахманов А.М., Васин В.П., Мисриханов М.Ш., Рябенко В.Н., Шунтов А.В. Устойчивость объединенных энергосистем в условиях меняющихся нагрузок и структуры сети // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 20–29.
- [3] Илюшин П.В., Георгиевский И.Д. Прогнозирование выдачи мощности ветровых электростанций для планирования и управления режимами энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: материалы 97-го заседания Международного научного семинара. – Иркутск, 2025. – С. 213–224.
- [4] Сигитов О.Ю. Зарубежный опыт анализа режимов работы энергосистем с учётом колебаний мощности ветровых электростанций // Энергетик. – 2025. – № 5. – С. 16–21.
- [5] Aggregated Data // Australian Energy Market Operator (AEMO). – Режим доступа: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/aggregated-data>
- [6] Wind Energy Data // ANERO. – Режим доступа: <https://anero.id/energy/wind-energy>
- [7] 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.
- [8] ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА КОЛЕБАНИЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Суслов А.К.¹, Сигитов О.Ю.²

¹ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

²ФГБОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы»

Москва, Россия

e-mail: antonsuslov05@yandex.ru OlegSigitov@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: При активном расширении электроэнергетических систем (ЭЭС) за счет возобновляемых источников энергии нестабильные режимы работы ветровых электростанций (ВЭС) требуют компенсации колебаний их мощности другими маневренными источниками. Исследование режимов работы ВЭС является актуальной задачей, требующей разработки комплексного подхода анализа нестабильности. Научная новизна заключается в расширении методики расчетом обобщенных характеристик колебаний.

Материалы и методы: Методика анализа колебаний мощности ВЭС на основе кусочно-линейной аппроксимации временного ряда графика генерации с расчетом обобщенных характеристик (КИУМ, P^{max} , P^{min} , ΔP^{max}) и фактических колебаний (ΔP_i , dP_i/dt) на 1-минутных данных ВЭС Чехии за 2014-2024 гг.

Результаты: Анализ выявил четкую сезонную зависимость выработки ВЭС: КИУМ варьирует от 45% зимой до 10% летом. Максимальное приращение мощности не превышает $\pm 0,85 P_{уст}$, максимальная скорость изменения $\pm 0,25 P_{уст}/мин$. Среднее приращение мощности составляет от $\pm 0,6 P_{уст}$ до $\pm 0,75 P_{уст}$. Разработаны графический способ и полиномиальная аппроксимация четвертой степени ($R^2=0,95$) для прогнозирования режимов работы ВЭС.

Выводы: Полученные эмпирические зависимости ΔP_i и dP_i/dt применимы для определения приращения мощности ВЭС на интервалы 1-72 часа и скорости изменения на интервалах 1-3 минуты. Методика обеспечивает соблюдение баланса мощности при различных горизонтах планирования.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, ветровые электростанции, маневренность, характеристики маневренности, график нагрузки, приращение мощности.

WIND FARMS POWER DEVIATION METHODOLOGY DEVELOPMENT

Anton Suslov¹, Oleg Sigitov²

¹ National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

² Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia

Moscow, Russia

e-mail: antonsuslov05@yandex.ru OlegSigitov@gmail.com

Abstract

Background: With the active expansion of electric power systems (EPS) due to renewable energy sources, unstable operating modes of wind power plants (WPP) require compensation of fluctuations in their power by other flexible sources. The study of WPP operating modes is an urgent task that requires the development of a comprehensive approach to analyzing instability. The scientific novelty lies in expanding the methodology for calculating generalized characteristics of fluctuations.

Materials and methods: A method for analyzing wind power fluctuations based on a piecewise linear approximation of the generation graph time series, with the calculation of generalized characteristics (CPU, P^{max} , P^{min} , ΔP^{max}) and actual fluctuations (ΔP_i , dP_i/dt) based on 1-minute data from Czech wind power plants for 2014-2024.

Results: The analysis revealed a clear seasonal dependence of the RES output: The CPU varies from 45% in winter to 10% in summer. The maximum power increment does not exceed $\pm 0.85 P_{inst}$, and the maximum rate of change is $\pm 0.25 P_{inst}/min$. The average power increment ranges from $\pm 0.6 P_{inst}$ to $\pm 0.75 P_{inst}$. A graphical method and a fourth-degree polynomial approximation ($R^2=0.95$) have been developed for forecasting.

Conclusions: The obtained empirical dependencies ΔP_i and dP_i/dt are applicable for determining the increment of the WPP power for intervals of 1-72 hours and the rate of change for intervals of 1-3 minutes. The methodology ensures that the power balance is maintained at various planning horizons.

Key words: electric power system, wind power plants, maneuverability, maneuverability characteristics, load schedule, power increment.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет активное расширение электроэнергетических систем (ЭЭС) за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ), особенно ветровых электростанций (ВЭС). Нестабильные режимы работы ВИЭ приводят к необходимости компенсации колебаний их мощности другими маневренными источниками энергии в ЭЭС. Поэтому исследование режимов работы ВИЭ и ВЭС, в частности, является актуальной задачей, которая подтверждается современными исследованиями [1-3]. Соответственно целью исследований является разработка комплексного подхода по анализу нестабильных режимов работы ВЭС. Научная новизна заключается в расширении ранее разработанной методики расчетом обобщенных характеристик [4].

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Методика комплексного анализа колебаний мощности ВЭС состоит из двух частей – расчет обобщенных характеристик колебаний ВЭС и расчет фактических колебаний мощности ВЭС за ретроспективный период.

Обобщенные характеристики включают в себя: коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), максимальное и минимальное значение выдаваемой мощности системы ВЭС (P^{max} и P^{min}), максимальное приращение мощности системы ВЭС (ΔP^{max}).

Расчет фактических колебаний мощности ВЭС основан на кусочно-линейной аппроксимации временного ряда графика генерации ВЭС и характеризуется двумя параметрами: приращением мощности ВЭС ΔP_i и скоростью изменения мощности ВЭС dP_i/dt [4]:

$$\Delta P_i = P(t + \Delta t_k) - P(t) \quad (1)$$

$$\frac{dP_i}{dt} = \frac{P(t + \Delta t_k) - P(t)}{\Delta t_k} \quad (2)$$

где: $P(t)$ – мощность ВЭС в момент времени t , МВт; $P(t + \Delta t_k)$ – мощность ВЭС в момент времени $t + \Delta t_k$, МВт; Δt_k – шаг измерения мощности ВЭС (интервал дискретизации по времени), кратный базовому шагу Δt_0 .

$$\Delta t_k = k \Delta t_0 \quad (3)$$

где Δt_0 – базовый шаг по времени (например, 1 минута или 1 час в исходных данных); $k = 1, 2, 3 \dots n$ – целое число.

При этом $\Delta P_i < 0$ соответствует снижению мощности ВЭС, $\Delta P_i > 0$ соответствует увеличению мощности ВЭС. При $\Delta P_i = 0$ мощность ВЭС постоянна.

Приращение мощности показывает изменение выходной мощности электростанции (ВЭС, СЭС) между двумя моментами времени, выражаемое в единицах мощности (МВт, кВт).

Скорость изменения мощности показывает изменения мощности электростанции (ВЭС, СЭС) в единицу времени, выражаемая в МВт/ч или МВт/мин.

Полученные значения ΔP_i и dP_i/dt при различном Δt_k образуют массив данных, на основании которого выбираются максимальные значения ΔP_i и dP_i/dt при

соответствующем Δt_k . Такой подход обоснован требованиями к надежности работы ЭЭС.

В соответствии с выражением (1)-(3) наибольшее значение k повышает точность определения максимального приращения мощности, а при наименьших k повышается точность определения максимальной скорости изменения мощности. Поэтому наличие архивных данных с измерениями мощности до 1 минуты необходимо для точного определения максимальных значений dP_i/dt . 15-минутные и часовые измерения мощности достаточны для определения максимальных значений dP_i .

В качестве исходных данных для расчета обобщенных характеристик колебаний ВЭС и расчета фактических колебаний мощности ВЭС используются архивные данные о генерации ВЭС за ретроспективный период. Необходимо отметить, что в исходных данных о генерируемой мощности ВЭС как правило отсутствует информация о выводах в ремонт и вынужденных остановках ВЭУ. При рассмотрении энергокомплексов небольшой мощности эти факторы сильно влияют на определение максимальных значений ΔP_i и dP_i/dt . Однако при рассмотрении системы ВЭС большой мощности от десятков и сотен мегаватт этими факторами можно пренебречь, так как вывод в ремонт нескольких ВЭУ не оказывает существенного влияния на результирующий график выдачи мощности всех ВЭС, а вывод в ремонт целой ВЭС можно осуществить с плавным снижением мощности. В исходных данных также отсутствует информация о системных авариях, которые могут влиять поиск максимальных значений ΔP_i и dP_i/dt . При авариях выдача мощности ВЭС может быть резко ограничена устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. При обнаружении выбросов значений ΔP_i и dP_i/dt относительно средних значений необходимо установить следственную связь. Зачастую, она обусловлена ошибками в исходных данных – например, пробелом в данных или ошибкой расстановки десятичного разделителя.

Таким образом, при проверке полученных результатов необходимо следить за выбросами искомым значений и устанавливать причина-следственную связь. В объяснении выбросов также помогает предварительный анализ полученных обобщенных характеристик колебаний ВЭС относительно средних значений за ретроспективный период.

Рассчитанные параметры можно использовать при планировании режимов работы ЭЭС на всех временных интервалах при решении следующих задач.

1. Планирование резервов мощности с учетом вероятных режимов работы ВЭС. На краткосрочном горизонте планирования режимов работы ЭЭС проводится выбор состава включенного генерирующего оборудования с учетом графика нагрузки ЭЭС с учетом прогнозируемых графиков выдачи мощности ВЭС. Вероятные режимы работы ВЭС определяются зависимостями $\Delta P(t_{np})$ и $dP(t_{np})/dt$ и помогают скомпенсировать их колебания мощности.

2. Планирование графиков ремонта генерирующего оборудования на среднесрочном периоде с учетом

сезонных особенностей генерации ВЭС. При планировании вывода в ремонт генерирующего оборудования ЭЭС необходимо учитывать сезонное изменение КИУМ ВЭС. Как правило, для континентального климата максимум выработки электроэнергии ВЭС приходится на зимний сезон, а летом выработка ВЭС снижается. Показатели P^{max} и P^{min} позволяют установить, максимальный и минимальный режимы работы ВЭС соответственно, которые могут возникнуть при выводе генерирующего оборудования ЭЭС в ремонт в каждый сезон.

3. Оптимизация структуры генерирующих мощностей с учетом самых тяжелых режимов работы ВЭС на долгосрочном горизонте планирования режимов работы ЭЭС. В задаче перспективного планирования структуры генерирующих мощностей ЭЭС рассчитываются балансы мощности и электрической энергии. Учитывая, что маневренные источники энергии регулируют нестабильные режимы работы ВЭС, помимо КИУМ ВЭС в балансовых расчетах необходимо также учитывать максимальные вероятные значения приращения мощности ВЭС ΔP^{max} и скорости изменения мощности ВЭС dP^{max}/dt .

III. РАСЧЕТ ОБОБЩЕННЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ МОЩНОСТИ ВЭС

В качестве исходных данных использованы усредненные 1-минутные значения активной мощности ВЭС в энергосистеме Чехии в течение 2014-2024 гг. [5].

В соответствии с разработанной методикой, на первом этапе проводится расчет обобщенных характеристик.

На основе изменения КИУМ системы ВЭС можно сделать вывод о сезонной зависимости выработки электрической энергии ВЭС. Максимальное значение ветровых ресурсов приходится на зимний сезон и достигало около 45%. Минимальное значение КИУМ соответствует летнему сезону и составило менее 10%.

Максимальное значение выдаваемой мощности системы ВЭС составило около 90%. При этом чем выше значение установленной мощности ВЭС в энергосистеме, тем ниже становится максимальное значение выдаваемой мощности.

В соответствии с методикой расчета фактических колебаний мощности ВЭС рассчитаны значения ΔP_i и dP_i/dt в зависимости от k по каждому месяцу за ретроспективный период. Расчет параметров по каждому месяцу позволяет проанализировать их сезонные закономерности.

В качестве примера на рис. 1 показаны мощности системы ВЭС в зависимости от k за июнь и декабрь. Наименьшие значения ΔP_i наблюдаются в летний сезон в июне (около 60% $P_{уст}$), а наибольшие в зимний сезон в декабре (около 80% $P_{уст}$).

Наименьшие значения dP_i/dt наблюдаются в летний сезон в августе (около 60% $P_{уст}$), а наибольшие в зимний сезон в январе (около 80% $P_{уст}$).

Таким образом, анализ сезонных закономерностей ΔP_i и dP_i/dt позволяет установить взаимосвязь с сезонной выработкой электроэнергии ВЭС.

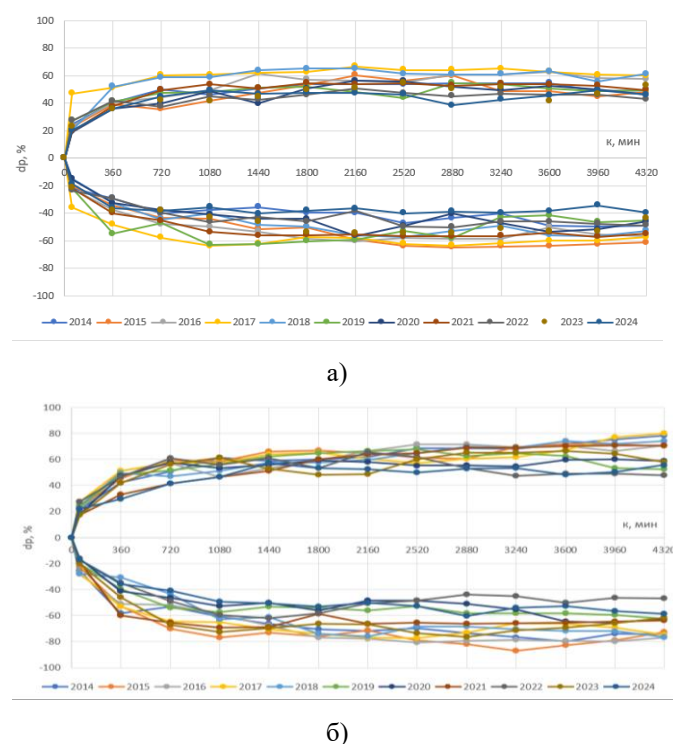
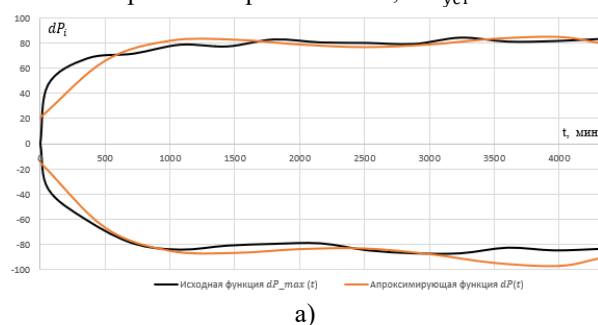


Рис. 1 Приращение мощности системы ВЭС в зависимости от k в июне (а) и декабре (б) за период 2014-2024 гг.

Результаты показывают что на краткосрочных периодах времени до 24 часов среднее значение приращения мощности составляет $\Delta P_{вэс} = \pm(0,55-0,6) P_{уст}$ ($\Delta P_{вэс} > 0$ при увеличении мощности ВЭС, $\Delta P_{вэс} < 0$ при снижении мощности ВЭС) при коэффициенте вариации 30%. Для долгосрочных периодов времени от 24 до 72 часов среднее значение приращения мощности составляет $\Delta P_{вэс} = \pm(0,75-0,8) P_{уст}$ при коэффициенте вариации 1%. Среднее значение скорости изменения мощности на минутных интервалах составляет $dP_i/dt = \pm 0,12 P_{уст}/мин$ при коэффициенте вариации 35%. На интервалах времени от 5 минут $dP_i/dt = \pm 0,01 P_{уст}/мин$ при коэффициенте вариации 50%.

На рис. 2 построены графики с максимальными значениями ΔP_i и dP_i/dt за весь ретроспективный период. Как видно из рисунка, максимальное значение приращения не превышает $\pm 0,85 P_{уст}$, а максимальное значение скорости не превышает $\pm 0,25 P_{уст}/мин$.



IV. ВЫВОДЫ

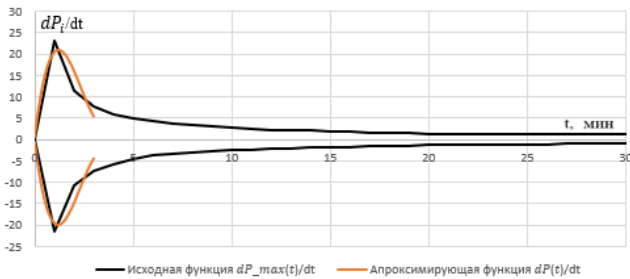
1. Комплексная методика анализа колебаний мощности ВЭС основана на двухэтапном подходе: расчет обобщенных характеристик (КИУМ, P^{max} , P^{min} , ΔP^{max}) и определение фактических колебаний мощности (ΔP_i , dP_i/dt) на основе кусочно-линейной аппроксимации временных рядов, что позволяет полностью описать динамику генерации ВЭС.

2. Выявлена четкая сезонная закономерность колебаний мощности ВЭС: максимальные приращения мощности $\pm(0,75-0,85)P_{уст}$ наблюдаются в зимний период, минимальные $\pm(0,55-0,6)P_{уст}$ – в летний, что определяется сезонной изменчивостью ветровых ресурсов и требует дифференцированного подхода к планированию графиков ремонта оборудования.

3. Разработаны два практически применяемых способа прогнозирования режимов работы ВЭС: графический метод и аналитический метод полиномиальной аппроксимации четвертой степени, обеспечивающие определение приращения мощности на интервалах 1-72 часа и скорости изменения мощности на интервалах 1-3 минуты.

Список литературы

- [1] Yu Zhang, Yongkang Zhang, Tiezhou Wu, Integrated strategy for real-time wind power fluctuation mitigation and energy storage system control, Global Energy Interconnection, Volume 7, Issue 1, 2024, Pages 71-81, ISSN 2096-5117, <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2024.01.007>.
- [2] Han Wang, Ning Zhang, Ershun Du, Jie Yan, Shuang Han, Yongqian Liu, A comprehensive review for wind, solar, and electrical load forecasting methods, Global Energy Interconnection, Volume 5, Issue 1, 2022, Pages 9-30, ISSN 2096-5117, <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2022.04.002>.
- [3] Fulin Kong, Qiqiu Huang, Lige Tong, Li Wang, Yulong Ding, Stable grid integration of renewable energy and storage power systems based on the configuration optimization and power management, Journal of Energy Storage, Volume 141, Part A, 2026, 119152, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.119152>.
- [4] 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.
- [5] ĀEPS [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.ceps.cz/en/homepage>



б)

Рис. 2. Приращение мощности ВЭС (в процентах от установленной мощности ВЭС) в зависимости от прогнозируемого интервала времени (а) и скорость изменения мощности ВЭС (в процентах от установленной мощности ВЭС) в зависимости от прогнозируемого интервала времени (б)

Полученные эмпирические зависимости можно использовать при определении приращения мощности ВЭС на прогнозируемый интервал времени от 1 часа до 72 часов вперед и при определении скорости изменения мощности ВЭС на интервале времени от 1 минуты.

Для прогнозирования разработано два способа.

1. Графический способ на основании рисунка 2. Ось абсцисс показывает прогнозируемый интервал времени в часах (ΔP_i) и минутах (dP_i/dt). Ось ординат показывает приращения мощности ВЭС и скорость изменения 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:

$$\Delta P(t_{np}) = a_1 t^4 + a_2 t^3 + a_3 t^2 + a_4 t + a_5$$

$$\frac{dP(t_{np})}{dt} = b_1 t^4 + b_2 t^3 + b_3 t^2 + b_4 t + b_5$$

где: a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 и b_1, b_2, b_3, b_4, b_5 – коэффициенты полиномов, значения которых представлены в таблице 1, t – прогнозируемое значение времени, $t \in (0; 72]$ для $\Delta P_{вэс}(t)$ и $t \in (0; 3]$ для dP_i/dt .

Таблица 1. Коэффициенты полиномов¹

Коэффициент полинома	При увеличении мощности ВЭС	При снижении мощности ВЭС
a_1	$-2,66 \cdot 10^{-12}$	$3,22 \cdot 10^{-12}$
a_2	$2,71 \cdot 10^{-8}$	$-3,22 \cdot 10^{-8}$
a_3	$-9,46 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$
a_4	0,131	-0,1515
a_5	21,12	-14,54
b_1	3	-3
b_2	-21,07	20,79
b_3	37,79	-36,64
b_4	0,66	-0,63

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

Таким образом, результаты комплексного анализа колебаний мощности ВЭС можно использовать при планировании режимов работы ЭЭС, обеспечивая соблюдения баланса мощности в задачах с различным горизонтом планирования.

Дальнейшие исследования будут продолжены в направлении сбора данных о генерации ВЭС по другим временным интервалам в различных ЭЭС, а также апробации методики на солнечных электростанциях.

МЕТОДИКА ПОИСКА В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 0,4 кВ НЕИСПРАВНЫХ СЧЕТЧИКОВ, СНИЖАЮЩИХ ОБЩИЙ ОБЪЕМ ОПРОСОВ ПО РАДИОИНТЕРФЕЙСУ RF

Уколов А.С.

ПО «Информэргосвязь» филиала ПАО «Россети Волга» - Оренбургэнерго

Оренбург, Россия

e-mail: lexaoren131@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: В системах учета электроэнергии на напряжении 0,4 кВ широко используется радиointерфейс RF для удаленного опроса счетчиков. Однако при выходе из строя некоторых счетчиков происходит блокировка опроса через радиointерфейс, что значительно снижает общий объем успешно обработанных устройств. Неисправные счетчики мешают опросу исправных счетчиков, тем самым препятствуя работе всей системы сбора информации. В связи с этим возникает необходимость в разработке эффективной методики быстрого выявления таких неисправных счетчиков, чтобы предотвращать их влияние на общий процесс опроса и обеспечивать надежную работу системы учета.

Материалы и методы: При разработке методов использовались: Анализатор спектра Agilent E4407B, Логопериодическая антенна П6-122М2, Радиостанция LPD диапазона *Vector VT-44*

Результаты: В результате применения разработанных методов удалось значительно снизить объем неопрошенных счетчиков по радиointерфейсу RF. Использование анализа спектра с направленной логопериодической антенной позволило выявить неисправные устройства, вызывающие блокировку опроса. Также применение носимой радиостанции LPD диапазона обеспечило оперативную локализацию источников помех и ускорило процесс восстановления связи с неисправными счетчиками, что повысило процент успешно обработанных счетчиков.

Выводы: Для решения проблемы неопроса счетчиков по причине возникновения помех по радиointерфейсу RF были разработаны 2 основных метода поиска неисправных счетчиков:

1. С использованием анализатора спектра и направленной логопериодической антенны
2. С использованием носимой радиостанции LPD диапазона

Ключевые слова: Опрос систем учета электроэнергии по радиointерфейсу RF, помехи по радиointерфейсу RF.

METHODOLOGY FOR SEARCHING 0.4 KV CONSUMERS NETWORK FOR FAULTY COUNTERS REDUCING THE TOTAL VOLUME OF RADIO INTERFACE RF SURVEYS

Alexey Ukolov

PO "Informersvyaz" branch of PJSC "Rosseti Volga" - Orenburgenergo

Orenburg, Russia

e-mail: lexaoren131@gmail.com

Abstract

Background: In 0.4 kV power metering systems, RF radio interface is widely used for remote polling of meters. However, when some counters fail, polling is blocked over the radio interface, which significantly reduces the total volume of successfully processed devices. Faulty counters interfere with polling of serviceable counters, thereby preventing the operation of the entire information collection system. In this regard, there is a need to develop an effective method for quickly identifying such faulty meters in order to prevent their impact on the overall polling process and ensure reliable operation of the accounting system.

Materials and methods: When developing the methods, the following were used: Agilent E4407B spectrum analyzer, P6-122M2 log-periodic antenna, Vector LPD radio station VT-44

Results: As a result of the developed methods, the volume of non-requested counters on the RF radio interface was significantly reduced. Using spectrum analysis with a directional speech-periodic antenna, it was possible to identify faulty devices that cause polling blocking. Also, the use of a wearable LPD band radio station provided operational localization of interference sources and accelerated the process of restoring communication with faulty meters, which increased the percentage of successfully processed meters.

Conclusions: To solve the problem of non-polling counters due to interference on the RF air interface, 2 main methods for searching for faulty counters have been developed:

1. Using spectrum analyzer and directional log-periodic antenna
2. Using LPD portable radio station

Key words: Survey of power metering systems over RF air interface, interference over RF air interface.

I. ВВЕДЕНИЕ

В системах учета электроэнергии на напряжении 0,4 кВ широко используется радиointерфейс RF для удаленного опроса счетчиков. Однако при выходе из строя некоторых счетчиков происходит блокировка опроса через радиointерфейс, что значительно снижает общий объем успешно обработанных устройств. Неисправные счетчики мешают опросу исправных счетчиков, тем самым препятствуя работе всей системы сбора информации. В связи с этим возникает необходимость в разработке эффективной методики быстрого выявления таких неисправных счетчиков, чтобы предотвращать их влияние на общий процесс опроса и обеспечивать надежную работу системы учета. На основании вышеизложенного были разработаны 2 основных метода поиска неисправных счетчиков:

1. С использованием анализатора спектра и направленной логопериодической антенны
2. С использованием носимой радиостанции LPD диапазона

II. ПРИНЦИП ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ УДАЛЕННОГО ОПРОСА СЧЕТЧИКОВ ЧЕРЕЗ РАДИОИНТЕРФЕЙС RF

Перед тем как перейти к самим методам поиска неисправных счетчиков, необходимо понять, как функционирует система удаленного опроса счетчиков через радиointерфейс RF

Систему удаленного опроса счетчиков можно разделить на несколько этапов (рис. 1):

1. Сбор данных о фактическом объеме потребленной электроэнергии потребителем.
2. Взаимодействие маршрутизатора каналов связи (МКС) со счетчиками посредством радиointерфейса RF для сбора данных.
3. Передача данных в систему 'ПИРАМИДА-СЕТИ' сети посредством GSM-канала.

Выходя из строя некоторые счетчики вызывают непрерывные радиопомехи, которые препятствуют успешному опросу оставшихся счетчиков по радиointерфейсу маршрутизатором каналов связи (МКС). В результате данные не поступают в систему "Пирамида-Сети", что приводит к потере учета отпускаемой электроэнергии потребителю.



Рис. 1. Схема удаленного опроса счетчиков

III. МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНЫХ СЧЕТЧИКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИЗАТОРА СПЕКТРА И НАПРАВЛЕННОЙ ЛОГОПЕРИОДИЧЕСКОЙ АНТЕННЫ

При выявлении неисправных счетчиков работа осуществляется в два этапа:

1. Анализ данных опроса счетчиков для выявления потенциальных неисправностей (применяется в обоих методах).

2. Выезд на место для проведения поиска неисправного счетчика с использованием оборудования

Рассмотрим первый этап: Анализ данных опроса счетчиков для выявления потенциальных неисправностей (применяется в обоих методах).

Для анализа данных опроса счетчиков необходимо выполнить следующие шаги:

1. Запросить информацию о не опрашиваемых счетчиках и МКС, с указанием их адреса установки для определения точной локализации.

2. Нанести полученные данные на карту местности, чтобы визуализировать расположение не опрашиваемых счетчиков. (рис. 2)

3. Определить радиус не опроса, то есть зону, в пределах которой больше всего не осуществляется опрос счетчиков.

В данной зоне, скорее всего, располагается неисправный счетчик, являющийся источником радиопомех и влияющим на опрос остальных устройств.

Далее рассмотрим второй этап: Выезд на место для проведения поиска неисправного счетчика с использованием оборудования.

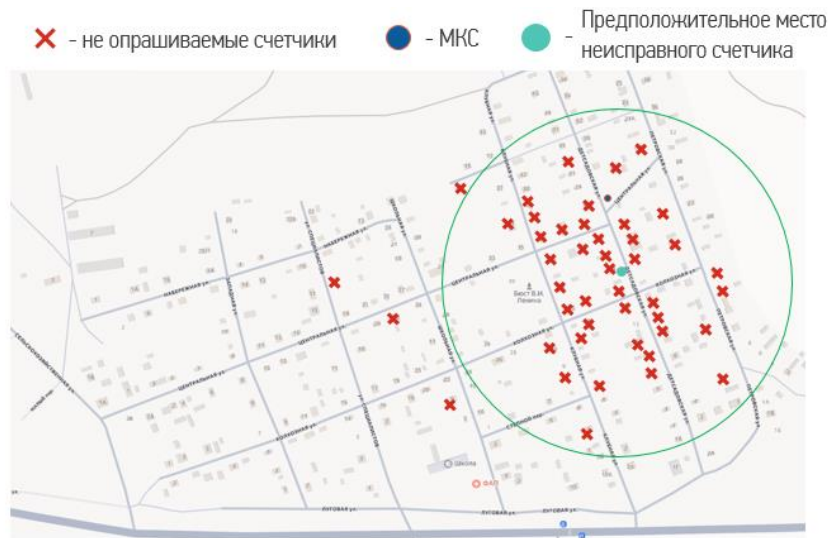


Рис. 2. Карта местности, на которой нанесены расположения неопрошенных счетчиков

По прибытии на место поиска неисправного счетчика следует выполнить следующие действия:

1. Отключить опросы счетчиков на МКС.
2. На краю предполагаемой зоны по периметру провести измерения уровня приема сигнала на частоте работы счетчиков по радиointерфейсу .

3. Выбрать направление с наиболее высоким уровнем приема сигнала .
4. Зафиксировать это направление на карте.
5. Провести аналогичные измерения в двух других точках, расположенных в разных местах.
6. Точка пересечения этих трёх направлений на карте укажет на расположение неисправного счетчика. (рис. 3)

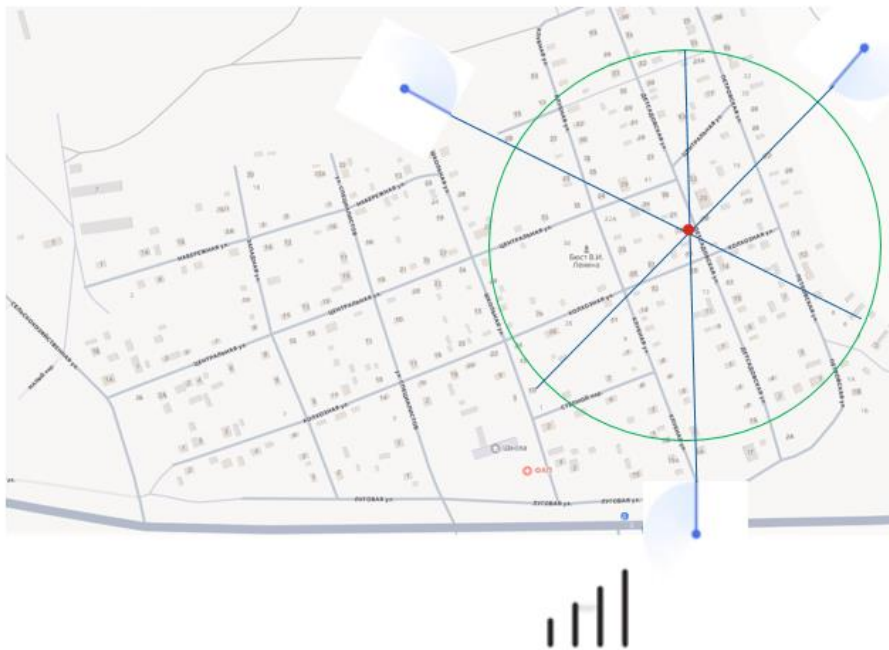


Рис. 3. Карта местности, на которой нанесены направления с наиболее высоким уровнем сигнала

При практическом применении данного метода были выявлены следующие закономерности, которые способствуют эффективному применению второго метода:

1. Помехи создаются ранее вышедшими из строя и не опрашиваемыми счетчиками.
2. При отключении линии электропередачи, на которой установлен счетчик, исчезают помехи.

IV. МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНЫХ СЧЕТЧИКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОСИМОЙ РАДИОСТАНЦИИ LPD ДИАПАЗОНА

Этот метод поиска неисправных счетчиков во многом аналогичен предыдущему и также делится на два этапа. Первый этап идентичен предыдущему методу. Отличие заключается лишь во втором этапе, который отличается по способу определения расположения неисправного счетчика.

Для применения этого метода необходимо выполнить следующие действия:

1. Настроить радиостанцию на частоту работы счетчиков, чтобы передача и прием сигналов осуществлялись на одной и той же частоте (в нашем случае 433.100 МГц, по таблице каналов радиостанции 2 канал). (рис. 4).

1	433.0750 МГц	36	433.9500 МГц
2	433.1000 МГц	37	433.9750 МГц
3	433.1250 МГц	38	434.0000 МГц
4	433.1500 МГц	39	434.0250 МГц
5	433.1750 МГц	40	434.0500 МГц
6	433.2000 МГц	41	434.0750 МГц
7	433.2250 МГц	42	434.1000 МГц
8	433.2500 МГц	43	434.1250 МГц

Рис. 4. Перечень рабочих каналов носимой радиостанции

2. Чтобы определить наличие помех в данной зоне, необходимо прослушать эфир. При наличии помехи в звуке можно услышать характерный шум или искажения, а при отсутствии — слышны стандартные звуки опросов счетчиков, свидетельствующие о нормальной работе радиосигнала.

3. В случае подтверждения наличия помехи необходимо, отключив опросы на МКС, проехать по предполагаемой зоне не опроса счетчиков, ориентируясь на индикатор уровня приема сигнала на радиостанции. При приближении к неисправному счетчику уровень приема сигнала (рис.5) увеличивается.



Рис. 5. Индикатор уровня приема сигнала на радиостанции

4. Отключить линию электропередачи, на которой установлен счетчик, и контролировать исчезновение помехи.

Исчезновение помехи свидетельствует о том, что именно на этой линии электропередачи находится ближайший ранее неисправный счетчик, который является источником данной помехи и мешал успешному опросу исправных счетчиков.

V. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНЫХ СЧЕТЧИКОВ

Сравнение ранее описанных методов можно представить в таблице I.

Из этого следует, что при использовании метода выявления неисправных счетчиков с применением анализатора спектра и направленной логопериодической антенны можно точно определить неисправный счетчик. Однако наличие такого дорогостоящего оборудования и квалифицированного персонала не всегда доступно на предприятии.

При использовании метода с носимой радиостанцией точность определения источника помехи несколько

снижается, поскольку можно точно определить только линию электропередачи, на которой находится неисправный счетчик. Существует риск ошибочного определения конкретного счетчика, и помеха может возникнуть снова. Тем не менее, этот метод является менее затратным и при должной практике позволяет достаточно точно выявлять неисправные счетчики.

Таблица II. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНЫХ СЧЕТЧИКОВ

	Метод выявления неисправных счетчиков с использованием анализатора спектра и направленной логопериодической антенны	Метод выявления неисправных счетчиков с использованием носимой радиостанции LPD диапазона
Точность определения источника помехи	Высокая	Средняя
Присутствие квалифицированного персонала	Требуется	Не требуется
Наличие специализированного оборудования	Требуется	Не требуется
Стоимость оборудования использованного при работе	1 588 800 р.	10 000 р. – 15 000 р.

VI. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

В данном проекте экономический эффект заключается в том, что потребителю невыгодно получать отпуск электроэнергии по среднему расчету вместо фактического учета. Также, согласно Постановлению Правительства РФ от 29.06.2020 № 950, ответственность за исправное состояние счетчиков возлагается на энергетические компании. При возникновении радиопомех, приводящих к неопросу счетчиков, замена одного неисправного счетчика, являющегося источником помех и влияющего на работу остальных устройств, является более экономически эффективным решением, чем замена всех не опрошенных, при этом исправных, счетчиков.

VII. ВЫВОД

Для решения проблемы неопроса счетчиков по причине возникновения помех по радиоинтерфейсу RF были разработаны два ранее описанных метода, которые успешно применяются на практике. Однако для повышения надежности процесса опроса счетчиков также рекомендуется принять следующие меры:

1. При обнаружении непрошенного или неисправного счетчика следует сразу его заменить на исправный, поскольку изначально неисправный счетчик может создавать помехи, мешающие опросу остальных устройств.

2. В пределах одного населенного пункта организовать работу всех МКС на разных частотах (при наличии такой возможности), поскольку счетчики расположены на значительной высоте, и неисправные счетчики могут мешать работе соседних МКС, что снижает общий уровень успешно опрошенных устройств.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЛАВУЧИХ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Улаева Э.А., Игнатенко И.В.
АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока
Хабаровск, Россия
e-mail: sabina.elmira@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В условиях роста потребления регионов Дальневосточного федерального округа растет потребность в наращивании объемов генерации электрической энергии. В связи с нестабильностью формирования равновесных цен снижена инвестиционная привлекательность территорий. «Росатом» запланировал строительство 39 энергоблоков, 18 из которых будут плавучими с различными модификациями, существует необходимость привлечения данной технологии на Дальневосточные территории.

Материалы и методы: В основе расчета узловых цен лежит оптимизация установившихся режимов электроэнергетических систем и графоаналитический метод. Проведена исследовательская работа по теме планирование электроэнергетических режимов и формирование равновесных цен.

Результаты: Проведен анализ режимно-балансовой ситуации территорий ДФО, изучены особенности регионов, а также по результатам этой оценки выявлены оптимальные места присоединений объектов генерации, проведены расчеты, исключающие возникновение режимных ограничений при вводе новой генерации. Осуществлен сравнительный анализ разных видов генераций и определены фавориты по направлениям и условиям.

Выводы: С учетом особенностей субъектов Дальнего Востока предложены оптимальные места размещения, по результату сравнительного технико-экономического анализа подтверждена эффективность предложенной разработки, а также произведена оценка влияния вводимой генерации на базе плавучих атомных электростанций малой мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности в долгосрочной перспективе.

Ключевые слова: атомные электростанции малой мощности, плавучие энергоблоки, надежность, равновесные цены, рынок на сутки вперед, схема выдачи мощности.

APPLICATION OF FLOATING NUCLEAR POWER PLANTS IN THE FAR EASTERN FEDERAL DISTRICT

Elmira Ulaeva, Ivan Ignatenko
Branch of JSC "System Operator of the Unified Power System"
Khabarovsk, Russia
e-mail: sabina.elmira@mail.ru

Abstract

Background: As the consumption of the regions in the Far Eastern Federal District increases, there is a growing need to increase the generation of electric energy. Due to the instability of equilibrium prices, the investment attractiveness of the territories has decreased. Rosatom has planned the construction of 39 power units, 18 of which will be floating units with various modifications, and there is a need to introduce this technology to the territories in the Far East.

Materials and methods: The calculation of nodal prices is based on the optimization of steady-state modes of electric power systems and the graph-analytical method. Research has been conducted on the planning of electric power modes and the formation of equilibrium prices.

Results: The regime-balance situation of the territories of the Far Eastern Federal District was analyzed, the optimal locations for the connection of generation facilities were identified, and calculations were made to exclude the occurrence of regime restrictions when new generation is introduced. A comparative analysis of different types of generation was carried out, and the favorites were determined by direction and conditions.

Conclusions: Taking into account the specific features of the Far Eastern regions, the optimal locations have been proposed, and the effectiveness of the proposed development has been confirmed through a comparative technical and economic analysis. Additionally, the impact of the new generation based on small-capacity floating nuclear power plants on the wholesale electricity and capacity market has been assessed in the long term.

Key words: small-capacity nuclear power plants, floating power units, reliability, equilibrium prices, day-ahead market, and power output scheme.

I. ВВЕДЕНИЕ

Дальневосточный федеральный округ (ДФО) обладает уникальными особенностями и рядом вызовов, связанных с удаленностью и недостаточной инфраструктурой электросетей. В условиях растущего спроса на электроэнергию и необходимости повышения надежности электроснабжения важным направлением является развитие распределенной генерации, в частности – с использованием технологии плавучих атомных теплоэлектростанций (ПАТЭС) [10].

Цель исследования – обоснование стратегии внедрения ПАТЭС для предотвращения дефицитов электроэнергии в ДФО. Для этого необходимо проанализировать текущие возможности регионов, преимущества ПАТЭС и разработать план интеграции технологии в энергетическую систему [1].

II. ОПИСАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ СУБЪЕКТОВ ДФО

Для оценки местоположения строительства плавучих энергоблоков (ПЭБ) необходимо детализировано рассмотреть энергетический потенциал каждого субъекта.

В Хабаровском крае и Еврейской автономной области генерация по структуре представляет собой 100 % выработку теплоэлектростанций (ТЭС). В перспективе до 2030 года произойдет вывод из эксплуатации Хабаровской ТЭЦ-1 и поочередный ввод Хабаровской ТЭЦ-4. Регион делится на три энергорайона: Хабаровский, Комсомольский и Совгаванский. Портовый город Советская-Гавань лежит на Северном Морском пути, что гарантирует возможность транспортировки будущей ПАТЭС с целью дозаправки. Также в 2026 году планируется усилить электрическую сеть Совгаванского энергорайона присоединением ВЛ 220 кВ Селихино-Ванино, дополнительная генерация необходима для обеспечения мощностью в ремонтных схемах.

В Амурской области за счет крупных гидроэлектростанций (ГЭС): Бурейской, Зейской и Нижне-Бурейской ГЭС формируется резерв мощности, который в дальнейшем будет балансировать энергосистемы соседних территорий на сколько это позволит текущая выработка ГЭС и пропускная способность электрической сети.

Республика Саха (Якутия) характеризуется слабыми электрическими связями. По структуре генерации преобладают ГЭС, которые на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) работают с ценоприниманием, они занимают 51 % от объема генерации, а ТЭС – 49 %. Слабые электрические связи приводят к запираанию сечений при высоком спросе на электроэнергию, а преобладание ГЭС провоцирует формирование нулевых цен в изолированной зоне Якутской энергосистемы. Дополнительная задача для данного региона – замена импортных газотурбинных установок (ГТУ) на Якутской ГРЭС Новой, объемом 7 % (164 МВт) от общей генерации.

В Приморском крае до 2030 года запланирован ввод 787 МВт генерации, при выводе 400 МВт, а также требуют замены импортные ГТУ Восточной ТЭЦ в объеме 139 МВт. При этом прирост потребления составит 488 МВт. При таком темпе роста потребления и увеличении износа существующего оборудования формируется тяжелая режимно-балансовая ситуация в Приморском крае.

Таким образом нехватка мощностей в ряде регионов провоцирует увеличение перетока из соседних энергосистем, что влечет за собой достижение максимально допустимого перетока и, как следствие, запираание контролируемых сечений в ОЭС Востока. Запираание сечений в свою очередь приводит к делению энергосистемы на зоны с ограниченной конкуренцией [6].

III. ПРОЦЕДУРА ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН РСВ

«Рынок на сутки вперед» (РСВ) – это маргинальный аукцион ценовых заявок на продажу и покупку электрической энергии, производимый на каждый час суток за сутки до момента реальной поставки (потребления) электрической энергии.

Процедура РСВ заключается в конкурентном отборе ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до фактической поставки электроэнергии. В результате этого процесса формируются объемы планового почасового производства и потребления электроэнергии на каждый час суток, а также соответствующие им равновесные цены на электроэнергию.

Некоторые особенности РСВ: принцип маргинального ценообразования – цена определяется по самой дорогой удовлетворенной заявке на поставку электроэнергии; аукцион проводится на ежедневной основе – цена зависит от часа суток, дня недели и периода года [8].

Главным критерием отбора поставщиков является конкурентоспособность ценовых заявок, что стимулирует экономическую заинтересованность поставщиков в использовании всех своих технологических возможностей с целью снижения стоимости.

На формирование цены РСВ оказывают влияние: механизм «сглаживания» цен, действующий в отдельных территориях второй ценовой зоны (ОЭС Востока); спрос и предложение на электроэнергию; структура генерации; ценовые заявки поставщиков; объемы ценопринимания; системные ограничения; стоимость потерь при передаче электроэнергии.

Механизмы работы рынка на Дальнем Востоке предполагают формирование средневзвешенной цены, в которой рыночные цены составляют 65 %, а остальные 35 % формируются за счет продажи электроэнергии от ГЭС. Объем электроэнергии вырабатываемой ГЭС на 97,5 % оплачивается по регулируемому тарифу (устанавливаемому Федеральной антимонопольной службой России), 2,5 % поставляются по конкурентным рыночным ценам. В связи с этим итоговая цена для потребителей на ОРЭМ ниже цены РСВ, что снижает финансовую нагрузку на потребителей от внедрения рыночного ценообразования.

В ноябре 2025 года установлены коэффициенты либерализации, используемые для определения объемов поставки электрической энергии и мощности: на 2026 год – 0,22, 2027 год – 0,4, 2028 год – 0,6, 2029 год – 0,8, 2030 год – 1,0. Таким образом объем электроэнергии, поставляемый ГЭС к 2030 году будет оплачиваться не по фиксированному тарифу, а сравнивается с рыночными (конкурентными) ценами ТЭС [15]. Таким образом к 2030 году увеличится зависимость итоговой цены на электроэнергию для потребителя на ОРЭМ от цены на рынке РСВ, без учета инфляции увеличение составит порядка 60 % [16].

Увеличение доли выработки АЭС приведет к снижению спроса на выработку ТЭС на равнозначный объём, что спровоцирует снижение формирующейся равновесной цены, так как АЭС не участвуют в торгах РСВ, т.е. работают на ОРЭМ с ценоприниманием [8].

Рассмотрим график средней часовой цены РСВ по региональным энергосистемам, рис.1. На графике изображено семь показателей со схожим профилем и небольшим сдвигом по оси ординат – это величины равновесных цен. Профилю свойственны нестабильность, резкие скачки, стремящиеся к нулю в ряде суток.

Этот график можно рассмотреть с двух точек зрения: потребителей электрической энергии и поставщиков. Так как основной целью предприятия является получение прибыли, а любые скачки данного графика формируют нестабильный уровень дохода собственника, снижается

инвестиционная привлекательность энергетики ДФО. С другой стороны, рост равновесной цены формирует рост цены на электроэнергию для покупателей, что вызывает недовольства и упадок частных предприятий. Поэтому важно держать баланс между потреблением и генерацией электрической энергии с экономической точки зрения.

На графике видно, что средняя часовая цена в Приморском крае выше среднего показателя по региональным системам.

Оценка влияния ввода новой генерации на среднюю равновесную цену основывается на принципах очередности загрузки генерирующего оборудования при планировании: в первую очередь загружаются ГЭС и АЭС, с учетом допустимой выработки станций, оставшийся объем необходимой генерации распределяется между ТЭС.

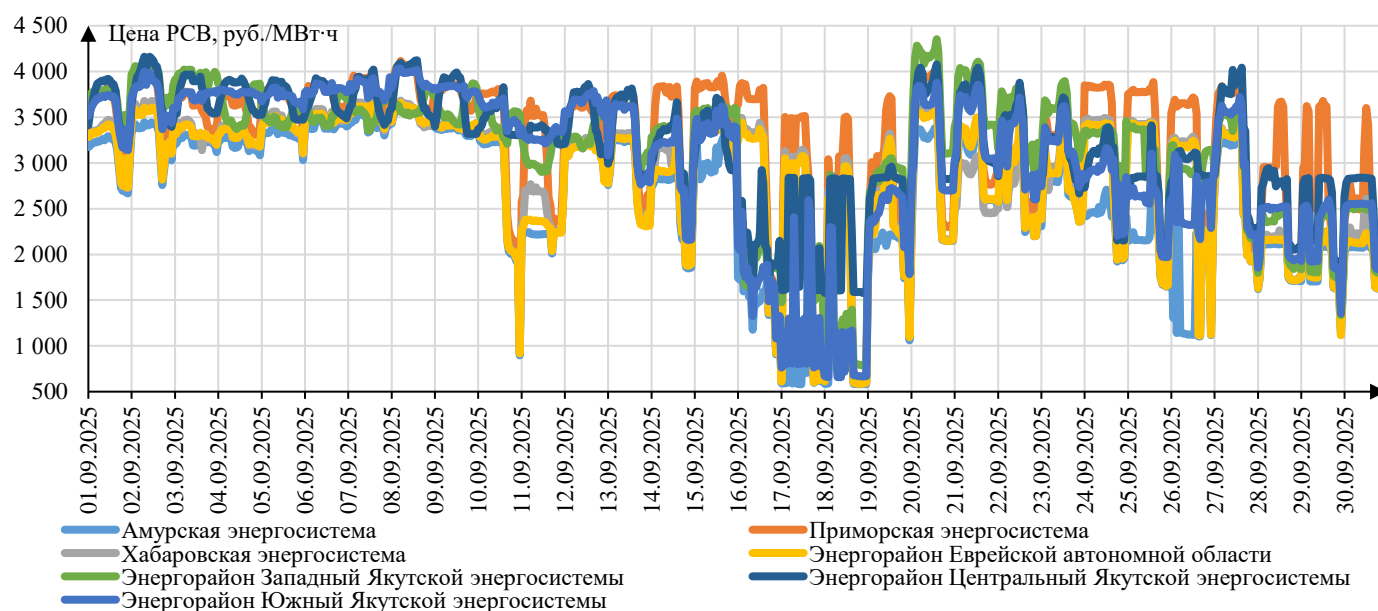


Рис. 1. Средняя часовая цена РСВ, руб/МВт·ч (по региональным энергосистемам)

IV. АНАЛИЗ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Детализированный анализ субъектов показал, что наиболее востребованной для строительства ПАТЭС является территория Приморского края. Перечень новых потребителей, с которыми можно ознакомиться в схемах и программах развития России [6], сосредоточены в заливе Находка и Угловом заливе в соотношении 1 к 2. Оптимальными местами присоединения ПАТЭС определены шины 110 кВ ПС 110 кВ 2Р, ПС 220 кВ Западная и ПС 220 кВ Находка [7]. ПАТЭС размещаются в дефицитной части энергосистемы, станции не участвуют в транзите мощности, их основная функция – снабжение близлежащих потребителей. Величина максимально допустимого перетока (МДП) при этом не изменяется, так как параметры линий и топология сети остаются неизменными. Результаты расчетов приведены в таблице I.

Расчеты показали, что с учетом резервирования присоединяемой мощности, оптимальным решением станет присоединение трех объектов генерации с суммарной установленной мощностью 300 МВт не спровоцируют формирования новых контролируемых

сечений, а электрическая сеть позволит пропустить объем генерации в полной мере, не формируя запертых мощностей. Моделирование проводилось в ПК «RastrWin3» [1]. Сейсмоустойчивость энергорайона находится в пределах допустимых значений [9], пятилетний опыт работы существующей энергоустановки доказал экологичность технологии [3].

Таблица I. Величина перетоков по контролируемым сечениям до и после ввода новой генерации

Наименование сечения	Переток мощности до ввода, МВт	Переток мощности после ввода, МВт	Снижение перетока мощности после ввода, МВт (%)
ПримГРЭС – Юг	2062,6	1794,2	268,4 (13)
Приморское	849,2	659,6	189,6 (22,3)
1 сечение г. Владивостока	445,4	354,2	91,2 (20,5)
3 сечение г. Владивостока	271	206,3	64,7 (23,9)
Зелёный угол – Восток	49,7	11,8	37,9 (76,3)

V. РЕАЛИЗОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПАТЭС

В России существует единственная в мире плавучая атомная теплоэлектростанция имени Ломоносова в Чукотском автономном округе, она была введена в эксплуатацию в 2020 году. В текущий момент ведется разработка нового проекта с использованием ПЭБ на базе реакторной установки РИТМ-200М в Арктике и на Байском горно-обогатительном комбинате (ГОК) в Чукотском автономном округе [2]. По новому проекту установленная мощность энергоблока будет увеличена с 70 до 100 МВт, срок эксплуатации увеличен с 40 до 60 лет, а срок перезарядки с 3 до 10 лет. Согласно генеральной схеме, ввод 1 очереди на Байском ГОК будет осуществлен в 2028 году.

По данным из открытых источников Госкорпорация Росатом до 2039 года планирует изготовить 39 энергоблоков, 18 из которых будут плавучими [4]. Также часть изготовленного оборудования планируется поставить за рубежом, но к ремонту отечественной разработки зарубежные специалисты допущены не будут [5,11].

Популярность данной технологии обусловлена ее экономичностью, по сравнению с традиционными атомными электростанциями, из-за меньших затрат на строительство инфраструктуры.

Сравним суммарную установленную мощность проектных электростанций с другими видами источников генерации, таблица II [4,12,13,14].

Таблица II. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ИСТОЧНИКОВ ГЕНЕРАЦИИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Критерии сравнения	ПАТЭС	АЭС	СЭС	ВЭС	ТЭС	ГЭС
Стоимость строительства (300 МВт), млн.долл.	300-400	1500-1800	180-360	300-450	240-300	1000-2000
Сроки строительства, лет	5-7	10-12	2-3	3-4	3-5	5-8
Эксплуатационные расходы, млн. долларов/год	15-25	30-50	2-5	3-7	20-50	5-10
Стоимость электроэнергии, руб./кВт.ч	5-7	40-60	3-5	3-6	3-6	2-4
Коэффициент использования мощности, %	95	95	20	30	70	60

По результатам анализа плавучая атомная электростанция лидирует с точки зрения коэффициента использования установленной мощности, а также скорости строительства по сравнению с традиционными АЭС, что является важным фактором для дефицитного региона.

VI. РЕЗУЛЬТАТЫ

На территории ДФО активно растет величина максимума потребления, 28.01.2026 года составила 8319 МВт. Стремительный рост потребления электрической энергии важно обеспечить вводом новых объемов генерации в кратчайшие сроки. На основе подробного анализа регионов ДФО было выявлено оптимальное место размещения ПАТЭС – Приморский край, залив Угловой и Находка. Требуемый объем ввода

300 МВт определен с учетом концентрации близлежащих на данной территории потребителей.

Ввод новой генерации увеличит инвестиционную привлекательность энергетики Дальнего Востока, за счет снижения загруженности контролируемых сечений и повышения равномерности формирования равновесной цены и, как следствие, обеспечение здоровой конкуренции.

Результаты расчетов показали разгрузку «запертых» сечений Приморского края. Моделирование осуществлялось путем подключения ПАТЭС на базе реакторных установок РИТМ-200М номиналом 100 МВт к шинам 110 кВ ПС 110 кВ 2Р, ПС 220 кВ Западная и ПС 220 кВ Находка.

Развитие распределенной энергетики с помощью технологии ПАТЭС в России позволит не только существенно снизить затраты на развитие сетевого комплекса и крупной генерации, способствуя сдерживанию роста цен на электроэнергию и расширению потребительского выбора, но и приведет к снижению выбросов парниковых газов. После завершения строительства крупных электростанций в 2040-х годах запланирован этап перебазирования плавучих энергоблоков на новые территории по мере необходимости, за счет увеличенного срока эксплуатации станции, длительностью 60 лет.

Список литературы

- [1] Сенди, К. Современные методы анализа электрических систем [Текст] / К. Сенди. – М.: Энергия, 1971. – 349 с.
- [2] Трофимов Н.А., Перминов Р.В., Потапов В.С., Жандаров В.Р. Распределенная генерация Российской Федерации. Особенности, структура, режим работы / Трофимов Н.А., Перминов Р.В., Потапов В.С., Жандаров В.Р. – Москва : МЭИ, 2019. – 4 с.
- [3] Рогалев Н., Рогалев А., Владимир К. Обзор малых атомных электростанций для получения экологически чистой энергии производство: сравнительный анализ распределенной генерации, технологии и перспективы на будущее / Рогалев Н., Рогалев А., Владимир К., Зливко О., Осипов С. – Москва : Energies, 2023. – 19 с.
- [4] Публичный годовой отчет корпорации «РОСАТОМ», 2010. – 26 с.
- [5] Экспорт российских реакторов / Сливяк В., Москва, 2020 г. – 37 с.
- [6] Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 года. – Москва : Минэнерго России, 2025. – 198 с.
- [7] Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока – Хабаровск : АО «СО ЕЭС», 2025. – 57 с.
- [8] Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка – Москва, 2025 г. – 4 с.
- [9] Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности – Москва, 2002 г. – 6 с.
- [10] Селезнёв В., Губанов М., Потемкин В. Развитие распределённой генерации на Дальнем Востоке и в Арктике // Энергетическая политика – 2022 г – 70 с.
- [11] Паспорт Программы инновационного развития и технологической модернизации Госкорпорации «Росатом» на период до 2030 года (в гражданской редакции) – Москва, 2021 г. – 80 с.
- [12] Statistical Review of World Energy. – London: BP, 2022. – 76 p.
- [13] Projected Costs of Generating Electricity 2020. – Paris : OECD Publishing, 2020. – 223 p.
- [14] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года : утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р. – Москва, 2020 г. – 93 с.
- [15] Распоряжение правительства Российской Федерации от 29.11.2025 г. № 3524-р. - Москва, 2025 г. – 1 с.
- [16] Ассоциация НП Совет рынка. URL: <https://www.np-sr.ru/ru> (дата обращения 01.10.2025).

АКТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Уманский И.В.

ФГАОУ ВО «Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет»
Томск, Россия
e-mail: umansky@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Режимное единство параллельно работающих подсистем в условиях ограниченности пропускных способностей выдвигает на первый план проблему обеспечения устойчивости, определяемой не показателями работоспособности отдельных элементов, а функциональными свойствами энергорайона в целом. Кроме того, обязательным условием нормального электроснабжения электроустановок потребителей является соблюдение необходимого качества и количества электрической энергии.

В данном контексте в мировой практике наблюдается тенденция увеличения использования высоковольтных передач постоянного тока [1].

Материалы и методы: Использовались материалы международных конференций по постоянному току, оценка статической устойчивости по малому сигналу.

Результаты: Определены наиболее популярные мировые подходы к моделированию высоковольтных передач постоянного тока и минимальный объем параметров, необходимых для расчета установившегося режима и статической апериодической устойчивости. Оценено влияние параметров сетевого преобразователя на статическую устойчивость по методу малого сигнала.

Выводы: Моделирование высоковольтных передач постоянного тока в мировой практике сводится к моделированию сетевых преобразователей соединенных линией электропередач, имеющих только продольную составляющую схемы замещения, что на наш взгляд является верным, т.к. параметры сетевых преобразователей напрямую влияют на запас по статической апериодической устойчивости.

Ключевые слова: высоковольтные передачи постоянного тока, моделирование объектов энергетики, постоянный ток, сетевые преобразователи.

ACTUAL METHODS OF MODELLING HIGH VOLTEGE DIRECT CURRENT TRANSMISSION SYSTEM

Igor Umansky

Natural Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation
e-mail: umansky@tpu.ru

Abstract

Background: The operational unity of subsystems under conditions of limited transmission capacity does relevant the issue of ensuring stability, which is determined not by the performance indicators of individual elements, but by the functional properties of the power district. In addition, a mandatory condition for the normal electricity supply of consumer installations is the maintenance of the required quality and quantity of electrical energy.

In this context, there is a global trend towards increased use of high-voltage direct current transmission systems [1].

Materials and methods: Used information from international conferences about direct current, along with small-signal stability assessment.

Results: The most popular global approaches to modeling high-voltage direct current transmissions and the minimum set of parameters required to calculate the steady-state regime and small signal stability have been identified. The impact of the network converter parameters on small signal stability was assessed using the small-signal method.

Conclusions: The modeling of high-voltage direct current transmission systems in global practice is reduced to modeling network converters connected by a transmission line, which have only the longitudinal component of an equivalent circuit, which, in our opinion, is correct, since the parameters of network converters directly affect the margin of small signal stability.

Key words: high voltage direct current transmission systems, power system modeling, direct current, grid converters.

1. ВВЕДЕНИЕ

В виду того, что согласно СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы [2], и позиций АО «Системный Оператор Единой Энергетической Системы» по ним, предусмотрено строительство передач постоянного тока (*High voltage direct current transmission system – HVDC*) в рамках единой энергосистемы России, становится релевантной оценка актуальных подходов к моделированию высоковольтных передач постоянного тока, поскольку на сегодняшний день они не регламентированы.

II. ОЦЕНКА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ

В работе [3] описывается опыт итальянского оператора системы передачи электроэнергии (*TSO*), который разработал собственный инструмент для исследований стационарного состояния – *SPIRA*. Он представляет различные расчетные модули с полным моделированием технологии *HVDC*. Результатом работы является сравнение предложенного функционала с известными программными аналогами *PSS®SINCAL* от компании *Siemens* и *DIGSILENT*, которое показало сходство расчетных параметров при меньшем количестве начальных данных. В Китае существует несколько подходов к данному вопросу. В статьях [4, 5] предлагается метод чередующихся итераций расчета перетока мощности для линии электропередач постоянного тока с преобразователем напряжения в системе переменного тока. Основным замечанием к такому подходу является то, что при расчете устойчивости для системы переменного тока игнорируются передачи постоянного тока. В статье [6], за авторством специалистов из Китайского Национального Института Постоянного Тока, представлено последнее обновление методов моделирования и симуляции электросетей с передачами постоянного тока.

В рамках вышеуказанных ссылок наблюдается общая тенденция приведения расчетных моделей передач постоянного тока к моделированию сетевых преобразователей соединенных линией электропередач, имеющих только продольную составляющую схемы замещения. Таким образом уравнение узлового напряжения постоянного тока для общей модели сети выглядит следующим образом:

$$Y_{dc} U_{dc} = I_{dc}, \quad (1)$$

где Y_{dc} – матрица проводимостей;

U_{dc} – значение узлового напряжения постоянного тока;

I_{dc} – значение постоянного тока.

Важно отметить, что различные виды сетевых преобразователей имеют разные математические модели, а именно:

1. Для линейно-коммутируемых преобразователей и преобразователей тока:

Соотношение между напряжением постоянного тока, напряжением переменного тока и постоянным током выглядит следующим образом:

$$U_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_t k_t V_t \cos \theta - \frac{3}{\pi} n_t X_c I_{dc}, \quad (2)$$

где n_t – количество мостов преобразователя;

k_t – коэффициент трансформации трансформатора связи;

V_t – напряжение на стороне переменного тока;

θ – угол управления преобразователем;

X_c – эквивалентный реактанс трансформатора связи.

Преобразуем уравнение (2) в следующий вид:

$$I_{dc} = \frac{\sqrt{2} k_t V_t \cos \theta}{X_c} - \frac{\pi U_{dc}}{3 n_t X_c}. \quad (3)$$

Сглаживающий реактор моделируется через индуктор и вектор тока, протекающего по линии постоянного тока:

$$L \frac{dI_{dc}}{dt} = U_{dc1} - U_{dc} \quad (4)$$

или

$$I_{dc} = \frac{h(U_{dc1} - U_{dc})}{2L} - \frac{h(U'_{dc1} - U'_{dc})}{2L} + I'_{dc}, \quad (5)$$

где U_{dc1} – напряжение постоянного тока на выводах преобразователя;

h – шаг дискретизации аналого-цифрового преобразователя системы управления;

L – индуктивность сглаживающего преобразователя.

Фильтры высших гармоник моделируются через емкость и вектор тока, протекающего по линии постоянного тока:

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = -I_c \quad (6)$$

или

$$I_c = \frac{2CU_{dc}}{h} + \frac{2CU'_{dc}}{h} - I'_{dc} \quad (7)$$

где I_c – ток, протекающий через фильтр;

C – емкость фильтра.

Сложив все соответствующие элементы, уравнение инжекционного тока выглядит следующим образом:

$$I_{dcij} = I_{dci} + \frac{2CU'_{dc}}{h} - I'_c + \frac{3\sqrt{2}n_t k_t V_t \frac{\cos \theta - \cos \theta'}{\pi} - U'_{dc} + \left(\frac{2L}{h} - \frac{3n_t X_c}{\pi}\right) \frac{1}{\frac{2L}{h} + \frac{3n_t X_c}{\pi}} I'_{dc}}{\frac{2L}{h} + \frac{3n_t X_c}{\pi}} \quad (8)$$

2. Для преобразователей напряжения:

Обменная мощность между преобразователем напряжения и системой переменного тока имеет следующий вид:

$$\begin{cases} P = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ P = V_{sd} I_{sq} + V_{sq} I_{sd} \end{cases}, \quad (9)$$

где V_{sd} и V_{sq} – напряжение по оси d и оси q соответственно; I_{sd} и I_{sq} – токи по оси d и оси q соответственно.

Поскольку, мощность постоянного тока узла преобразователя напряжения эквивалентна параллельно работающим источнику тока и конденсатору с параллельным управлением током, уравнение приобретает вид:

$$\begin{cases} I_d = \frac{P_{dc}}{U_{dc}} = \frac{P_{dc}(1-k_n)}{U_{dc}} \\ C \frac{dU_{dc}}{dt} = I_d - I_{dc} \end{cases}, \quad (10)$$

где P_{dc} – мощность постоянного тока;

k_n – коэффициент потерь в преобразователе;

C – эквивалентная емкость преобразователя;

I_d – постоянный ток на стороне преобразователя.

Сложив все соответствующие элементы, уравнение инжекционного тока выглядит следующим образом:

$$I_{dc} = \frac{-2CU_{dc}}{h} + \frac{2CU'_{dc}}{h} + \frac{P_{dc}}{U_{dc}} - I'_{dc} + \frac{P_{dc}}{U_{dc}}, \quad (11)$$

а соответствующий элемент узловой матрицы проводимости имеет вид:

$$Y_{dcij} = Y_{dcii} + \frac{2C}{h} \quad (12)$$

При этом абсолютно верным является учет минимально необходимых параметров системы управления сетевым преобразователем, о чем ранее упоминалось в работах [7, 8].

Делая общую справку по ним, стоит заключить, что при установлении параметров квазиустановившегося режима и

простейших условий статической аperiodической устойчивости ответ получается только в форме «уйдет – не уйдет» режим из устойчивого состояния при малом возмущении системы.

При математической формулировке задачи движение электрической системы описывается системой нелинейных дифференциальных уравнений вида (13):

$$\sum_{j,i=1}^m (A_{ji} \frac{d^2 x_i}{dt^2} + B_{ji} \frac{dx_i}{dt} + C_{ji} x_i) = F_j(t), \quad (13)$$

где A_{ji} , B_{ji} , C_{ji} – действительные коэффициенты, определяемые параметрами системы и нелинейными функциями;

x_i – переменные, характеризующие состояние системы в каждый момент времени;

$F_j(t)$ – внешние возмущающие силы, переменные во времени, отражающие изменение внешних условий системы.

Таким образом, определение коэффициента запаса статической устойчивости узла энергосистемы сводится к решению дифференциальных уравнений, которые могут быть представлены в виде матричных уравнений (14), (15) [9]:

$$\bar{X} = A \cdot X + B \cdot U, \quad (14)$$

где \bar{X} – матрица вектор-функции зависимых переменных;

A – квадратная матрица коэффициентов параметров состояния;

X – матрица производных зависимых переменных;

B – матрица созависимых параметров;

U – матрица входных данных.

$$\lambda = \text{eigenvals}(A), \quad (15)$$

Поэтому, для схемы изображенной на рис. 1, тренд эквивалентов матрицы состояния в узле приема мощности от передачи постоянного тока, при разных параметрах системы управления сетевым преобразователем и различных величинах перетока мощности, будет иметь вид (рис.2).

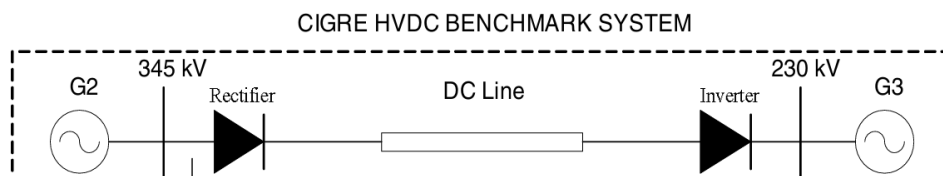


Рис. 1. Оцениваемая схема передачи постоянного тока

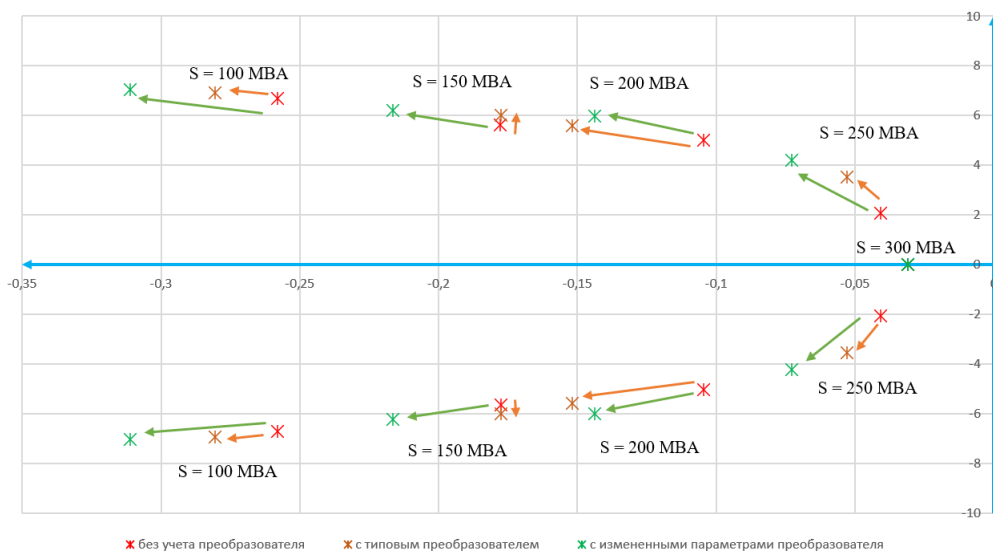


Рис. 2. Направление тренда эквивалентов матрицы при изменении перетока

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Исходя из всего вышеизложенного можно сделать вывод о том, что в действительности существует потребность в определении подхода к моделированию высоковольтных передач постоянного тока.

Международная практика в этом вопросе предлагает представлять подобные передачи в виде сетевых преобразователей соединенных линией электропередач, имеющих только продольную составляющую схемы замещения, что на наш взгляд является верным, т.к. параметры сетевых преобразователей напрямую влияют на запас по статической аперидической устойчивости.

В качестве параметров, изменяющихся во времени и необходимых для проведения математических разрешений можно выделить: напряжение в узлах переменного и постоянного тока, постоянный ток в линии передачи и угол управления сетевым преобразователем.

Список литературы

[1] Л. Л. Бальбердин Развитие техники электропередачи постоянным током высокого напряжения в отечественной энергетике. Вклад НИИЭТ в теорию и практику создания ППТ и ВПТ (краткий исторический очерк) // Известия НТЦ Единой энергетической системы. - 2013. - №69. - 19 с.

[2] СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы // Системный Оператор Единой Энергетической Системы URL: https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/project/2024/sipr_25-30_svod_311024.pdf (дата обращения: 01.11.2025).

[3] L. Michi, G. Donnini, P. Capurso, A. Caldarulo Bugliari, F. Falorni, M. Quadrio, D. Canever, L. Giorgi An overview of the HVDC transmission system models in planning tools: the Italian experience // IEEE Xplore. - 2019. - 6 С.

[4] ZHAO Ligang, HONG Chao, TU Liang, et al. Research and realization of electromechanical transient modeling of multi-terminal DC transmission system. Southern Power System Technology, 2017, 11(7): 26-31.

[5] LI Yalou, MU Qing, AN Ning, HU Xiaobo. Development and Challenge of Modeling and Simulation of DC Grid. Automation of Electric Power Systems. 2024. 38(4):127-135.

[6] ZHAO Ligang, HONG Chao, TU Liang, et al. Research on DC Power Grid Electromechanical Transient Modeling Technology // Preprints of the 5th IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration. - October 22- October 25, 2024. Taiyuan, China. - 6 С.

[7] Уманский, И. В. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМИ ИНВЕРТОРАМИ ПО ПРИНЦИПУ «ВЕДУЩИЙ» / И. В. Уманский, А.Б. Аскарлов [Текст] // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2023. – С. 245-246.

[8] Уманский, И.В. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОНТУРА ФАЗОВОЙ АВТОПОДСТРОЙКИ ЧАСТОТЫ СТАТКОМ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ / И.В. Уманский, Р.А. Уфа [Текст] // сборник трудов III Всероссийской научно-практической конференции / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2025. – 468 с.

[9] Kundur, Prabha. Power System Stability and Control / Prabha Kundur. p. cm. ERPI Editoes, Neal J. Balu and Mark G. Laoby.: McGraw Hill, 1994 — 1199 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ГИБРИДНЫМ НАКОПИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ДЕГРАДАЦИИ ТЯГОВОЙ БАТАРЕИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЯ

Шевелина П. Ю., Кубасов М. К.

ФГАОУ ВО «Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет)»

Долгопрудный, Россия

e-mail: shevelina.piu@phystech.edu

Аннотация

Состояние вопроса: Высокие токи при разряде являются одной из главных причин ускоренной деградации тяговых литий-ионных аккумуляторов электромобилей. Применение гибридных систем накопления энергии (ГСНЭ), состоящих из аккумулятора и суперконденсатора, позволяет эффективно сглаживать нагрузку. Однако эффективность ГСНЭ критически зависит от выбранной стратегии управления энергопотоками, которая должна не только минимизировать нагрузку на батарею, но и обеспечивать безопасную эксплуатацию суперконденсаторов.

Материалы и методы: Исследование проводилось в среде MATLAB/Simulink.

Результаты: Определены оптимальные значения параметров для обеих стратегий для стандартного ездового цикла WLTC. Установлено, что оптимизационная стратегия обеспечивает снижение среднеквадратичного тока батареи на 30% по сравнению с вариантом без ГСНЭ, в то время как классическая фильтрация — только на 14%.

Выводы: Показано, что оптимизационный подход предпочтителен для систем с широким рабочим диапазоном напряжений суперконденсаторов, тогда как фильтрация проще в реализации и эффективна при узких диапазонах. Результаты могут быть использованы при проектировании систем управления электромобилями с комбинированными накопителями.

Ключевые слова: электротранспорт, гибридный накопитель энергии, литий-ионная батарея, суперконденсатор, минимизация деградация аккумулятора.

DETERMINATION OF OPTIMAL ENERGY MANAGEMENT STRATEGY FOR HYBRID ENERGY STORAGE SYSTEM TO MINIMIZE TRACTION BATTERY DEGRADATION IN ELECTRIC VEHICLE

Polina Shevelina, Mikhail Kubasov

Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University)

Dolgoprudny, Russia

e-mail: shevelina.piu@phystech.edu

Abstract

Background: High discharge currents are one of the main causes of accelerated degradation of traction lithium-ion batteries in electric vehicles. The use of hybrid energy storage systems (HESS), combining a battery and a supercapacitor, makes it possible to effectively smooth the load. However, the efficiency of HESS critically depends on the chosen energy management strategy, which must not only minimize the load on the battery but also ensure the safe operation of supercapacitors.

Materials and methods: The study was carried out in the MATLAB/Simulink environment.

Results: Optimal parameter values for both strategies have been determined for the standard WLTC driving cycle. It was found that the optimization strategy reduces the battery RMS current by 30% compared to the option without HESS, while classical filtering only achieves a 14% reduction.

Conclusions: It is shown that optimization strategy is preferable for systems with a wide operating voltage range of supercapacitors, while filtering is simpler to implement and effective for narrow ranges. The results can be used in the design of control systems for electric vehicles with combined energy storage systems.

Key words: electric vehicles, hybrid energy storage system, lithium-ion battery, supercapacitor, minimization of battery degradation.

1. ВВЕДЕНИЕ

Развитие электротранспорта является одним из приоритетных направлений современной энергетики и машиностроения. Однако широкое внедрение электромобилей сдерживается недостаточным ресурсом тяговых аккумуляторных батарей. Высокие пиковые токи, интенсивные разгоны и рекуперативное торможение создают значительные динамические нагрузки, приводящие к ускоренной деградации литий-ионных аккумуляторов [1].

Перспективным решением данной проблемы является применение гибридных систем накопления энергии (ГСНЭ), объединяющих аккумуляторную батарею (АКБ) и суперконденсатор (СК). Суперконденсаторы обладают высокой удельной мощностью и долгим сроком службы, что позволяет принимать пиковые нагрузки [2]. Эффективность такой системы определяется двумя факторами: архитектурой соединения элементов и стратегией управления энергопотоками [3].

Целью данной работы является определение оптимальной стратегии управления для полуактивной ГСНЭ, обеспечивающей максимальное снижение среднеквадратичного тока батареи как косвенного показателя её деградации, с учётом ограничений по напряжению суперконденсатора.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И АРХИТЕКТУРА ГСНЭ

A. Архитектура гибридного накопителя

В работе исследуется полуактивная архитектура ГСНЭ с изолированным суперконденсатором (рис. 1). Данная топология выбрана как компромисс между эффективностью использования СК и сложностью реализации [4]. Аккумуляторная батарея подключается непосредственно к шине постоянного тока инвертора тягового двигателя, что обеспечивает стабильность напряжения. Суперконденсатор подключается через двунаправленный DC-DC преобразователь, что позволяет эффективно использовать всю ёмкость в широком диапазоне напряжений и управлять потоком мощности.

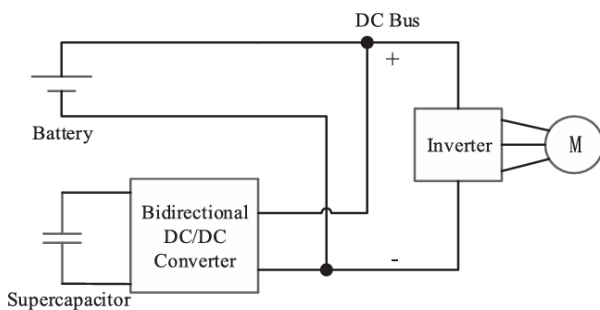


Рис. 1. Полуактивная архитектура ГСНЭ с изолированным суперконденсатором [2]

B. Математическое моделирование элементов

Для проведения вычислительных экспериментов в среде MATLAB/Simulink разработана математическая модель, включающая следующие компоненты:

1. Модель литий-ионной батареи (LFP): используется эквивалентная электрическая схема, учитывающая напряжение холостого хода (OCV) как функцию

степени заряда (SoC), внутреннее омическое сопротивление R_b .

2. Модель суперконденсатора: применяется классическая последовательная RC цепочка (1):

$$u_{SC} = i_{SC} \cdot R_{SC} + \frac{1}{C_{SC}} \int i_{SC} dt, \quad (1)$$

где U_{SC} – напряжение СК,

i_{SC} – ток СК,

R_{SC} – сопротивление резистора RC цепочки,

C_{SC} – емкость конденсатора RC цепочки.

3. Модель DC-DC преобразователя: используется усредненная модель (2), учитывающая КПД преобразования η (принят равным 0,95):

$$P_{SC} \cdot \eta = P_{DC}, \quad (2)$$

где η – КПД преобразователя тока,

P_{SC} – мощность СК,

P_{DC} – выходная мощность преобразователя тока.

4. Уравнение баланса токов в узле соединения на стороне нагрузки (3):

$$i_{dc} + i_b = I_{dem}, \quad (3)$$

где I_{dem} – ток нагрузки,

i_b – ток АКБ,

i_{dc} – выходной ток преобразователя тока.

C. Фильтрация низких частот

Данный подход основан на частотном разделении мощности. Ток нагрузки I_{dem} пропускается через фильтр низких частот (ФНЧ) первого порядка (4). Постоянная времени фильтра T_f (или частота среза $f_0 = \frac{1}{2\pi T_f}$) является ключевым параметром.

$$i_{b-ref} = \frac{1}{T_f s + 1} I_{dem} \quad (4)$$

Низкочастотная составляющая тока задается на выход аккумуляторной батареи, а высокочастотная (динамическая) обеспечивается суперконденсатором.

D. Оптимизационная стратегия

Оптимизационная стратегия основывается на принципе минимума Понтрягина. Целевой функцией выбрано среднеквадратичное значение тока батареи (5), минимизация которого коррелирует со снижением деградации [1].

$$J = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_f} i_b^2 dt} \rightarrow \min \quad (5)$$

С учётом упрощенной модели системы задача сводится к минимизации Гамильтониана H (6) в каждый момент времени:

$$H = i_b^2 + \lambda \frac{dE_{SC}}{dt}, \quad (6)$$

где E_{SC} – энергия СК,

λ - управляющий множитель Лагранжа.

Решение дает аналитическое выражение для оптимального тока батареи (7):

$$i_{b-ref} = \frac{\lambda \eta^{3/2} (OCV + R_b I_{dem})}{2(\lambda_0 R_b \eta^{3/2} - 1)} \quad (7)$$

Е. Организация системы управления

Структура управления ГСНЭ построена по иерархическому принципу. Нижний уровень – определяет согласно одной из стратегий значение i_{b-ref} . Верхний уровень — вычисляет оптимальное значение тока АКБ i_b на основе информации о токе нагрузки и текущем состоянии СК.

Ф. Ограничение напряжения СК

Требуемый ток батареи i_b (8) определяется таким образом, чтобы постепенно подавлять ток СК, когда его напряжение стремится достичь своего максимального значения u_M или минимального u_m . Процесс начинается, когда напряжение СК достигает промежуточных значений u_{M1} в процессе заряда ($u_{M1} < u_M$) и u_{m1} в процессе разряда ($u_{m1} > u_m$). Иллюстрация процедуры приведена на рис. 2.

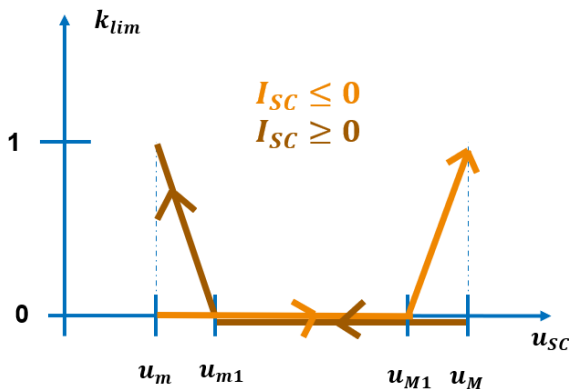


Рис. 2. Ограничение напряжения СК

$$i_b = k_{lim} \cdot I_{dem} + (1 - k_{lim}) \cdot i_{b-ref} \quad (8)$$

$$k_{lim} \in [0; 1]$$

где I_{dem} – ток нагрузки.

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

А. Параметры эксперимента

Исследование проводилось на стандартизированном ездовом цикле WLTC, который используется для сертификации автомобилей в Европе и отражает реальные условия эксплуатации (рис. 3).

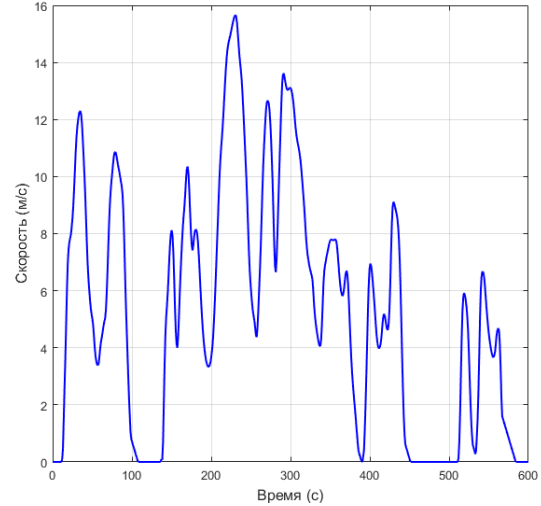


Рис. 3. Ездовой цикл WLTC

Параметры моделирования представлены в таблице 1:

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Параметр	Значение
Напряжение АКБ	80 В
Емкость АКБ	160 Ач
Сопротивление АКБ	7,5 мОм
Напряжение СК	45 В
Емкость СК	50 Ф
Сопротивление АКБ	5,7 мОм
T_f	1,59 с
λ	-0,916

Для обеих стратегий параметры T_f и λ были подобраны итерационно для обеспечения минимального среднеквадратичного тока батареи при соблюдении ограничений по напряжению СК на цикле WLTC.

В. Результаты моделирования

Результаты моделирования представлены на рисунках 4 - 6 и в таблице 2. Обе стратегии успешно удерживают напряжение СК в допустимых пределах (рис. 6). Однако характер протекания токов батареи существенно различается.

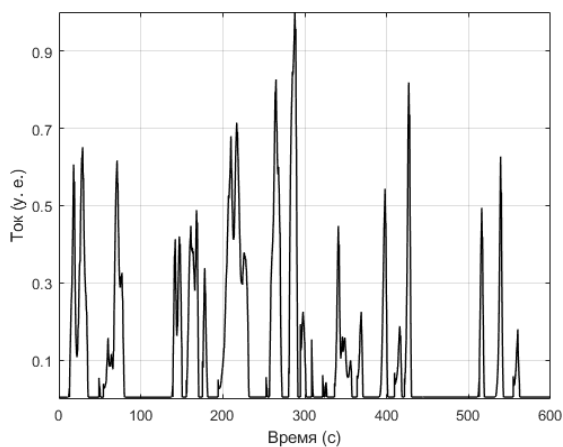


Рис. 4. Ток нагрузки

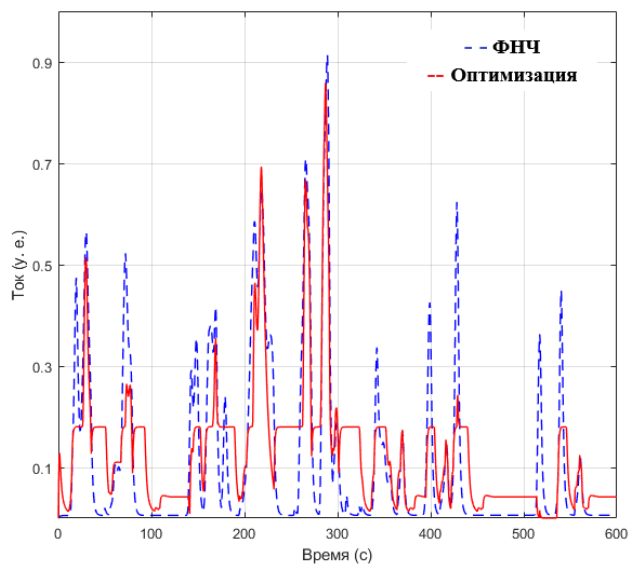


Рис. 5. Ток АКБ

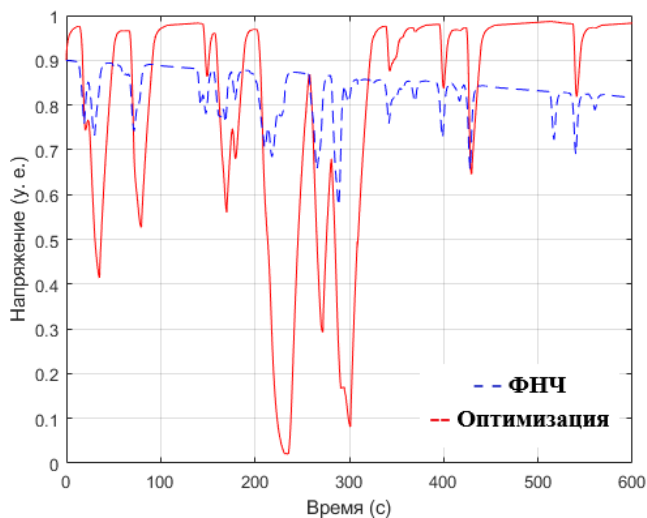


Рис. 6. Напряжение СК

Таблица II. СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРАТЕГИЙ УПРАВЛЕНИЯ

Стратегия управления	Среднеквадратичный ток батареи, у. е.	Снижение относительно базового, %
АКБ без ГСНЭ	1	-
Фильтрация (ФНЧ)	0,86	14
Оптимизация	0,7	30

Как видно из таблицы, оптимизационная стратегия обеспечивает снижение среднеквадратичного тока на 30% по сравнению с базовым вариантом, что на 16% лучше, чем классическая фильтрация.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе выполнения работы решена задача определения оптимальной стратегии управления для гибридного накопителя энергии электромобиля. Основные результаты и выводы:

1. Разработана имитационная модель полуактивной ГСНЭ в среде MATLAB/Simulink, адекватно отражающая электрохимические процессы аккумулятора;
2. Проведен сравнительный анализ двух стратегий управления: классической фильтрации низких частот и оптимизационной на основе принципа минимума Понтрягина;
3. Установлено, что на стандартном цикле WLTC оптимизационная стратегия обеспечивает снижение среднеквадратичного тока батареи на 30% (против 14% у фильтрации).

Дальнейшие исследования планируется направить на разработку адаптивных стратегий, способных подстраивать свои параметры в реальном времени под изменяющиеся условия движения без информации о цикле.

Список литературы

- [1] Chaud M. et al. Techno-economic impacts of battery replacement for different EV usage patterns //IEEE Open Journal of Vehicular Technology. – 2025.
- [2] Gopi C. V. V. M., Ramesh R. Review of battery-supercapacitor hybrid energy storage systems for electric vehicles //Results in Engineering. – 2024. – С. 103598.
- [3] Kumaresan N., Rammohan A. A comprehensive review on energy management strategies of hybrid energy storage systems for electric vehicles //Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. – 2024. – Т. 46. – №. 3. – С. 146.
- [4] Song Z. et al. A comparison study of different semi-active hybrid energy storage system topologies for electric vehicles //Journal of Power Sources. – 2015. – Т. 274. – С. 400-411.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Шопинский С.Н.
«Россети Центр-Белгородэнерго»
Белгород, Россия
e-mail Shopinskiy29@rambler.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Каждый человек и изобретатель решает для себя что ему взять для дальнейшего испытания и усовершенствования, особенно это касается своего региона проживания. Для меня важная цель это проект который будет после расчетов и испытаний, воплощен в жизнь и будет пользоваться большим спросом у потребителя. Данная разработка включает в себя поэтапное рассмотрение различных частей ветрогенератора и их усовершенствование. Было рассмотрены различные виды ветрогенераторов как вертикальные и горизонтального исполнения. Ветроустановка горизонтального исполнения для нашего региона по показателям и расчетам подходит наиболее лучше и продуктивней. В зависимости от высоты установки и ветровых преград мы можем увидеть различные результаты работы данной опытной установки, но главное это вращение ветроколеса малой лопасти при ветре 2-3 метра в секунду.

Материалы и методы: Изучение других разработок и их методов.

Результаты: Внедрение указанной системы позволит: сократить расходы на оплату энергоресурсов и снизить себестоимость конечного продукта, повысить эффективность использования существующего оборудования. Дополнительными преимуществами являются: умеренная стоимость приобретения устройств, простота в использовании.

Выводы: Данная проектируемая ветроустановка с номинальной мощностью 400 Вт, в комплексе с инвертором 2 кВт, аккумуляторными батареями показала высокие результаты в работе на учебном полигоне, при малом ветровом потоке, где происходило вращение лопастей ветрогенератора при малом потоке ветра и фиксация данных показателей при помощи прибора анемометра. Была произведена экономическая составляющая, окупаемость данного проекта составила 3 года, чем гораздо выгоднее и надежнее по сравнению с солнечными батареями и ветрогенераторами с вертикальной установкой.

Ключевые слова: ветроэнергетика; ветроэнергетические установки; ветроэлектростанции; выработка электрической энергии; возобновляемые источники энергии, энергетическая эффективность, комбинированные ветроэнергоустановки.

IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF WIND POWER PLANTS

Sergei Shopinsky
"Rosseti Center-Belgorodenergo"
Belgorod, Russia
e-mail Shopinskiy29@rambler.ru

Abstract

Background: Every person and inventor decides for themselves what to take for further testing and improvement, especially when it comes to their own region of residence. For me, an important goal is to create a project that will be implemented after calculations and tests and will be in high demand among consumers. This development includes a step-by-step review of various parts of the wind generator and their improvement. Various types of wind generators, both vertical and horizontal, have been considered. The horizontal wind installation is the most suitable and productive option for our region based on its performance and calculations. Depending on the installation height and wind obstacles, we can see different results from this experimental installation, but the main thing is the rotation of the small-blade windwheel at a wind speed of 2-3 meters per second.

Materials and methods: Study of other developments and their study.

Results: The introduction of this system will allow: to reduce the cost of paying for energy resources and reduce the cost of the final product, to increase the efficiency of using existing equipment, additional benefits are: moderate cost of purchasing devices, ease of use.

Conclusions: This designed wind turbine with a rated power of 400 W, in combination with a 2 kW inverter and battery banks, showed high performance at a training ground with low wind flow, where the wind turbine blades rotated with low wind flow and the data was recorded using an anemometer. The economic feasibility of this project was evaluated, and the payback period was estimated at 3 years, which is much more cost-effective and reliable compared to solar panels and vertical wind turbines.

Key words: wind energy; wind power plants; wind power plants; generation of electrical energy; renewable energy sources, energy efficiency, combined wind power plants.

I. ВВЕДЕНИЕ

Белгородская область, Воронежская область не обладает сильными ветрами и поэтому ветровыми электростанциями практически не используют. Аналитика показала, что усовершенствования ветровой установки в

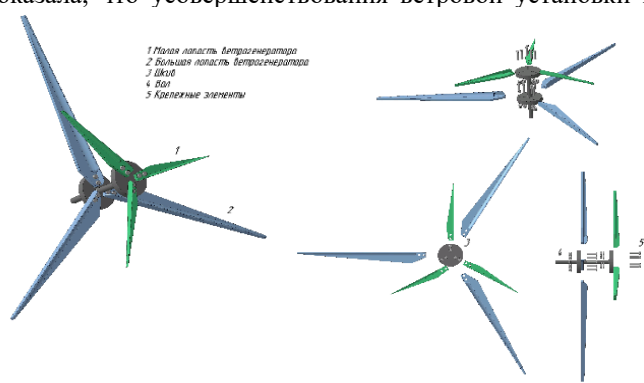


Рис. 1. Эскиз ветрогенератора

Данный ветрогенератор включает в себя 2 лопасти ветрогенератора одна из которой служит для разгона большей лопасти при малом ветровом потоке. Лопасти ветрогенератора выполнены из качественного стеклопластика. Из расчетов большая лопасть ветрогенератора имеет размеры 64,5 см, малая лопасть ветрогенератора имеет размеры 38,2 см.

Ветрогенератор отличается от других тем что имеет две лопасти одна большего диаметра другая меньшего. Одна лопасть при малом ветровом потоке около 2-3 м/с начнет вращаться и приведет взаимодействие большую лопасть. Тем самым можно показать что для областей и зон со слабыми ветрами данная ветроустановка будет пользоваться спросом и будет работать при таких условиях.

Научная новизна показывает, что данных проектов и разработок не имеется. На данную ветроустановку получен патент на полезную модель, произведен анализ похожих патентов других разработчиков [1]

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Данной работой можно доказать и показать из чего состоит и как работает ветроустановка.

Комплекс ветровой электростанции состоит (рис. 1) двух лопастей ветрогенератора 1, аккумуляторных батарей литиевых 2, генератора 3, инвертора 4, источника потребления 5.

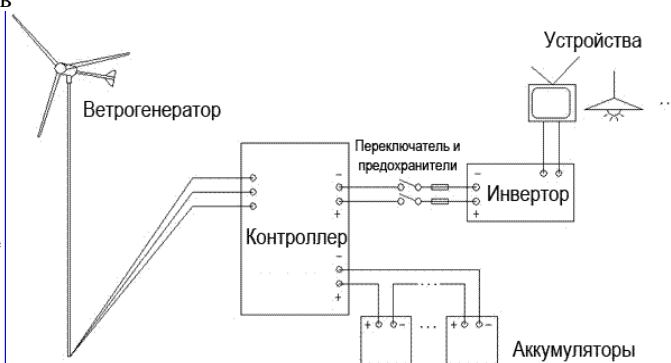
Данная ветроустановка совместима и работает в комплексе с литий-ионными батареями, тем самым обеспечить потребителя 24/7 в независимости от погодных условий и скорости ветра.

Конструктивная схема лопастей ветроэлектрической установки состоит из (рис. 1) малая лопасть ветрогенератора 1, большая лопасть ветрогенератора 2, шкив 3, вал 4, крепежные элементы 5.

При возникновении малого потока ветра при скорости 2-3 м/с малая лопасть ветрогенератора начнет вращаться и при вращении 3-4 м/с и за счет зацепления через муфту начнет вращаться большая лопасть. Влияние малого и большого ветрового колеса на вал ветроколеса происходит

нашей ветровой зоне довольно перспективный и выгодный проект.

II. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ



при различном потоке ветра. Тем самым запускается в движение за счет малой лопасти при ветре 2-3 м/с. [2]

Технический результат заключается вращение лопастей ветрогенератора при малом ветровом потоке 2-3 м/с. Данная ветроустановка характеризуется номинальной мощностью 400 Вт. Произведен анализ конструкции и работа вертикально-осевых ВЭУ с моей ветроустановкой, где моя ветроустановка показала лучшие характеристики в работе при слабом потоке ветра. Ветроустановка состоит из двух лопастей малой и большой площади, малая лопасть служит разгонной частью большой лопасти за счет зацепления при определенной скорости малой лопасти. На данный момент когда идет СВО очень эффективное применение данных ветроустановок для второго питания для вышек связи, где постоянно происходят перебои электроэнергии на станциях сотовой связи. Тем самым данные комплексы помогут реализовать снабжение электроэнергией на период аварийно-восстановительных работ основного питания. [3]

Список литературы

- [1] 1. Различные источники научных работ и разработок. Фипи.RU. – URL: <http://hipi.ru/?k=203> (дата обращения: 14.10.2018)
- [2] 2. Вращающиеся машины и механизмы. 2014 Ставкин К.М. Центральная Россия, разработки ветрогенераторов / В.И. Кашич // Вестн. БелГУ. – 2019
- [3] 3. Безруких П.П. Ветроэнергетика. Справочные и методическое пособие. М., 2021. 320 с. 703

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ С ПЕРЕМЕННОЙ СКОРОСТЬЮ ВРАЩЕНИЯ ДЛЯ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОЛИЗНЫХ УСТАНОВОК

Юсупов Б.Т., Тягунов М.Г.
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: KVMKKlms66220@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие водородной энергетики требует создания специализированных энергетических комплексов, объединяющих источники питания и электролизные установки. При этом особенности нагрузки (низкое напряжение, большой ток, активный характер) предъявляют определённые требования к проектируемым турбо- и гидрогенераторам (ГГ), такие как повышенные значения синхронных реактивностей для сокращения расхода материалов.

Материалы и методы: В работе применялись методы электромагнитного расчёта синхронных машин, включая определение основных размеров, параметров обмоток, магнитной цепи, потерь и КПД. Расчёт выполнялся в системе СГС (сантиметр – грамм – секунда) с использованием приближённых зависимостей и последующим уточнением.

Результаты: Спроектирован синхронный вертикальный гидрогенератор зонтичного типа мощностью 7010 кВт, напряжением 380 В, с числом полюсов 120. Определены все основные геометрические размеры статора и ротора, параметры обмоток, реактивности. Рассчитанный КПД генератора составил 96,32%. Масса активных материалов: меди обмотки статора – 3269 кг, меди обмотки ротора – 7252 кг, стали – 8807 кг. Общая масса ГГ оценена в 250 тонн. Энергетические характеристики допускают возможность работы с переменной скоростью вращения при сохранении стабильности выходных параметров, необходимых для питания электролизёров.

Выводы: Разработан предварительный проект гидрогенератора, полностью отвечающий требованиям работы на электролизную нагрузку. Полученные массогабаритные и энергетические показатели подтверждают эффективность выбранных решений и корректность проведённого расчёта.

Ключевые слова: гидрогенератор, электролиз, проектирование, синхронная машина, вертикальное исполнение, активные материалы, КПД.

ON THE POSSIBILITY OF DESIGNING LOW-VOLTAGE HYDROGENERATORS WITH VARIABLE ROTATION SPEEDS TO POWER ELECTROLYSIS PLANTS

Bulat Yusupov, Mikhail Tyagunov
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia
e-mail: KVMKKlms66220@mail.ru

Abstract

Background: The development of hydrogen energy requires the creation of specialized energy complexes that combine power sources and electrolysis plants. At the same time, the characteristics of the load (low voltage, high current, and active nature) impose certain requirements on the designed turbo and hydro generators (HG), such as increased values of synchronous reactances to reduce material consumption.

Materials and Methods: The work applied methods for electromagnetic calculation of synchronous machines, including determination of main dimensions, winding parameters, magnetic circuit, losses and efficiency. The calculation was performed in the CGS (centimetre – gram – second) system using approximate dependencies and subsequent refinement.

Results: A synchronous vertical umbrella-type hydrogenerator with a capacity of 7010 kW, a voltage of 380 V, and 120 poles has been designed. All main geometric dimensions of the stator and rotor, winding parameters, and reactances have been determined. The calculated generator efficiency is 96.32%. The weight of active materials is: stator winding copper – 3269 kg, rotor winding

copper – 7252 kg, steel – 8807 kg. The total weight of the HG is estimated at 250 tons. The energy characteristics allow for variable rotational speed while maintaining the stability of the output parameters required to power the electrolyzers.

Conclusions: A hydrogenerator preliminary project has been developed that fully meets the requirements for operation on an electrolytic load. The obtained weight, overall and energy indicators confirm the effectiveness of the chosen solutions and the correctness of the calculation.

Key words: hydrogenerator, electrolysis, design, synchronous machine, vertical design, active materials, efficiency.

I. ВВЕДЕНИЕ

Развитие водородной энергетики, в том числе в рамках Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [1], обуславливает необходимость создания энергетических комплексов на основе специализированного силового оборудования. Ключевым элементом таких систем являются электролизные установки, питание которых осуществляется постоянным током очень большой величины (тысячи ампер) на низком напряжении (300-400 В). Коэффициент мощности при этом близок к единице. Одним из возможных типов машин, пригодных для подобного применения, являются тихоходные вертикальные гидрогенераторы (ГГ). Далее в работе рассматривается возможность проектирования ГГ для непосредственного подключения выпрямительной установки электролизёра к его выводам.

Данная задача имеет ряд особенностей. Высокое значение тока требует применения стержневых обмоток статора с увеличенным числом параллельных ветвей. Работа на изолированного потребителя позволяет закладывать большие значения синхронной (x_d) и переходной (x_d') реактивностей, что позволяет сократить расход активных материалов – меди и стали [2]. Задание увеличенного реактивного сопротивления способствует увеличению потерь напряжения, снижая КПД (коэффициент полезного действия) электрической машины, однако позволяет уменьшить воздушный зазор, ограничивая поток рассеяния и индукцию в сердечниках полюсов до приемлемых показателей при малом полюсном делении. Схожие решения применяются при проектировании капсульных генераторов [3]. Также одним из требований является возможность эксплуатации генератора с переменной скоростью вращения, что особенно важно для гидравлических станций со значительными колебаниями напора, в том числе приливных. Целью настоящего исследования является расчёт и проектирование ГГ, оптимально соответствующего перечисленным условиям.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

A. Исходные данные для проектирования

- Номинальная мощность $P_N=7010$ кВт.
- Номинальное напряжение $U_N=380$ В.
- Число фаз $m=3$.
- Коэффициент мощности $\cos\varphi=1$.
- Диапазон скоростей вращения, $n=(13-44)$ об/мин.

- Синхронная реактивность, $x_d=1.6$ о.е.
- Переходная реактивность, $x_d'=0.5$ о.е.

В ходе последующих расчётов значения реактивностей были уточнены.

B. Расчётная методика

Расчёт выполнялся в системе СГС (сантиметр – грамм – секунда) по методике, изложенной в [4]. На первом этапе по приближённым зависимостям определялись основные размеры машины: внутренний диаметр статора D_i и высота активной стали l_t . Далее уточнялось число пар полюсов ($p=60$), число пазов статора ($z=504$), геометрические размеры паза и обмотки. Особое внимание уделялось тепловому расчёту и снижению градиента температуры в изоляции. Расчёт магнитной цепи позволил определить намагничивающие силы и потоки для режима холостого хода и номинальной нагрузки. На основе этих данных были определены параметры обмотки возбуждения и демпферной системы. На завершающем этапе проводились расчёты потерь, КПД и масс активных материалов.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

A. Основные размеры и параметры обмотки статора

В результате расчёта были получены следующие ключевые размеры статора:

- Внутренний диаметр $D_i=913$ см.
- Наружный диаметр $D_a=936$ см.
- Активная длина $l_t=57$ см.
- Полюсное деление $\tau=23,9$ см.
- Число пазов $z=504$.

Обмотка статора – двухслойная стержневая, с числом параллельных ветвей $a=8$. Фазный ток $I_\phi=10651$ А. Для обеспечения механической прочности и снижения потерь был выбран проводник марки ПСД (провод обмоточный со стеклянными нитями, двухслойный) размером 1.95×10 мм ($q_{пр}=19.3$ мм²). Окончательная плотность тока в обмотке статора составила $j_a=3.84$ А/мм². Градиент температуры в изоляции удалось снизить до допустимых 101 град/см.

B. Параметры ротора и магнитной цепи

Число полюсов $2p=120$. Это значение получено из эмпирической зависимости, связывающей мощность на один полюс с рекомендуемым полюсным делением [4]. Минимальный воздушный зазор $\delta'=0,5$ см, рассчитанный для обеспечения заданных реактивностей, был скорректирован до $\delta=1$ см согласно требованиям механической надёжности. В результате данного

компромисса было получено окончательное значение $x_d=0,952$. Размеры полюса: ширина башмака $b_p=16$ см, ширина сердечника $b_m=9$ см, высота сердечника $h_m=17$ см.

Расчёт намагничивающей силы обмотки возбуждения для номинального режима показал необходимость $AW_n=20392$ А. При токе возбуждения $i_{en}=728$ А число витков на полюс $\omega_e=14$. Выбран проводник обмотки возбуждения сечением $q_e=312$ мм². Превышение температуры обмотки возбуждения в номинальном режиме составило $\theta_e=56,8$ °С, что находится в допустимых пределах.

С. Параметры схемы замещения и КПД

Расчёт параметров схемы замещения дал следующие значения:

- Синхронное сопротивление по продольной оси $x_d=0,952$ о.е.
- Переходное сопротивление $x_d'=0,551$ о.е.
- Сверхпереходное сопротивление $x_d''=0,54$ о.е.
- Сопротивление обратной последовательности $x_2=0,534$ о.е.

Суммарные потери в ГГ составили $\Sigma\Delta P=268,1$ кВт, из них:

- Потери в меди обмотки статора: 127 кВт.
- Потери в стали: 23,5 кВт.
- Потери в обмотке возбуждения: 92 кВт.
- Вентиляционные потери: 7,3 кВт.

Расчётный КПД генератора:

$$\eta_{ГГ} = \frac{P_N}{P_N + \Sigma\Delta P} = \frac{7010}{7010 + 268,1} = 0,9632 \text{ (96,32\%)} \quad (1)$$

Д. Построение и анализ характеристик

Для оценки эксплуатационных качеств спроектированного генератора были рассчитаны его рабочая и оборотная характеристики (рис. 1, рис. 2). Они представляют собой зависимости КПД генератора $\eta_{ГГ}$ и скорости вращения n от выходной мощности P при номинальном токе через нагрузку.

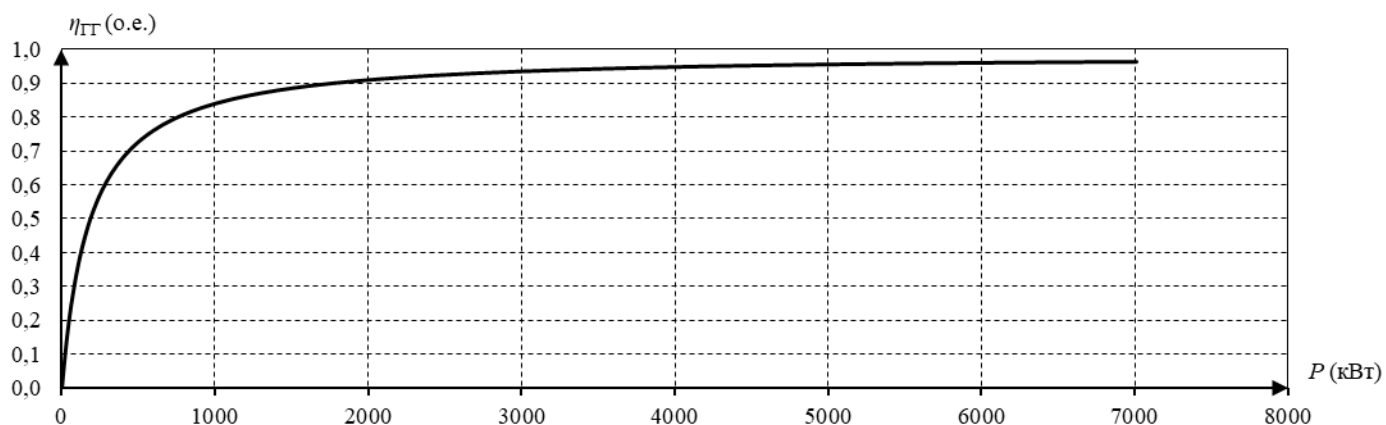


Рис. 1. Рабочая характеристика ГГ

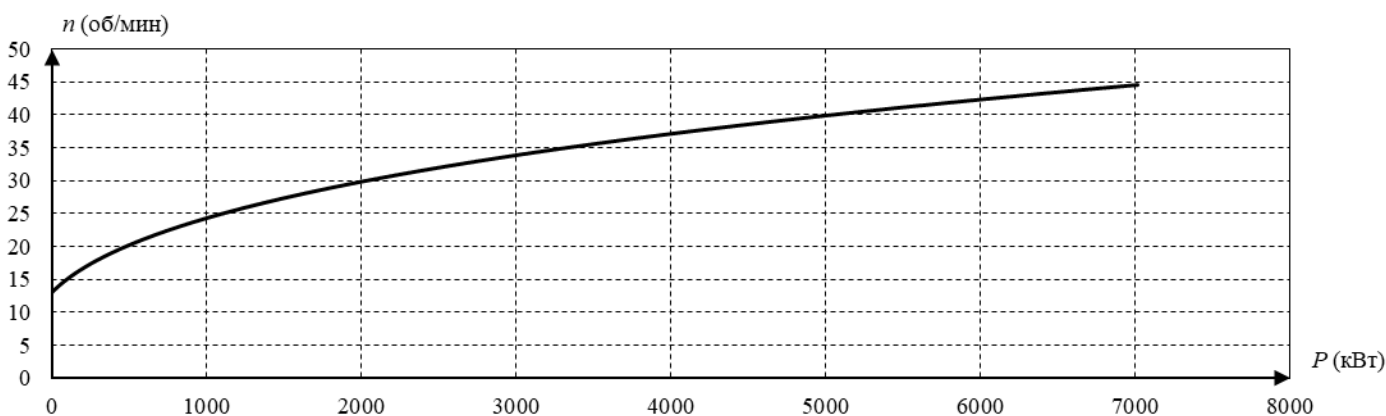


Рис. 2. Оборотная характеристика ГГ

Анализ характеристик показывает, что генератор способен устойчиво работать в широком диапазоне нагрузок. Пологая форма кривой КПД (значения выше 0,9 при нагрузках от 30% до 100% от номинальной мощности и незначительный спад до 0,8 при 10%) подтверждает высокую энергетическую эффективность установки. Зависимость тока возбуждения от нагрузки близка к линейной, что упрощает систему автоматического регулирования возбуждения. Возможность изменения скорости вращения генератора позволяет турбине работать при значительных колебаниях напора, что особенно важно для приливных и низконапорных гидравлических станций.

Е. Массогабаритные показатели и конструктивное исполнение

- Вес меди обмотки статора $G_{Cu1}=3269$ кг.
- Вес меди обмотки ротора $G_{Cu2}=7252$ кг.
- Вес стали статора $G_{Fe}=8807$ кг.
- Общая масса ГГ (оценка) $G_0=250$ т.
- Масса ротора (оценка) $G_p=125$ т.

В соответствии с [5] принято зонтичное исполнение ГГ, так как отношение высоты активной стали к диаметру ротора меньше 0,4 и частота вращения не превышает 200 об/мин. Условное обозначение генератора: СВ-913/57-120. Структура условного обозначения:

- Вид генератора – С (синхронный).
- Рабочее положение – В (вертикальное).
- Размеры сердечника статора в сантиметрах – 913/57 (в числителе внутренний диаметр сердечника статора, в знаменателе – длина).
- Число полюсов – 120.

Для визуализации результатов была создана трёхмерная модель ГГ в программном комплексе ANSYS Motor-CAD (рис. 3), отражающая корректность геометрических расчётов.

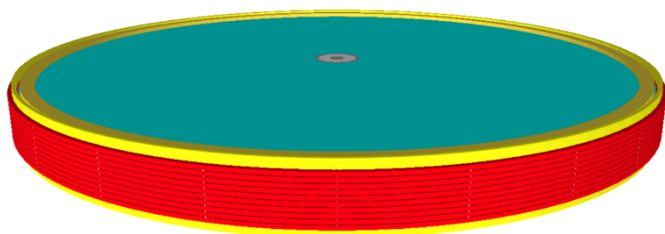


Рис. 3. Аксонометрическое изображение ГГ

IV. Выводы

1. Разработан предварительный проект вертикального синхронного гидрогенератора зонтичного типа мощностью 7010 кВт и напряжением 380 В, предназначенного для питания электролизных установок.
2. Расчёт энергетических характеристик подтвердил способность генератора поддерживать стабильную величину тока в требуемом диапазоне скоростей вращения.

3. Результаты теплового расчёта подтвердили нормальный температурный режим обмоток статора и ротора.
4. Расчётный КПД генератора составляет 96,32%, что является высоким показателем для машины данного класса и мощности.
5. Определены все основные массогабаритные показатели, позволяющие перейти к этапу разработки конструкторской документации.

Полученные результаты демонстрируют возможность создания специализированных гидрогенераторов нового типа для перспективных направлений энергетики, таких как производство водорода.

Выдача электрической энергии на низком напряжении позволяет исключить из технологических цепочек устройства для преобразования энергии (трансформаторное оборудование) и подключать выпрямительные установки для питания электролизёров непосредственно к шинам генераторов. Преимуществом по сравнению с существующими генераторами для малых ГЭС является возможность отказа от общестанционной электрической сети, что влечёт за собой многократное снижение возможных токов короткого замыкания и соответствующее снижение затрат на установку трансформаторов и коммутационных аппаратов, суммарная стоимость которых составляет до 25% от общей стоимости оборудования. Предполагается, что таким образом будет обоснована экономическая эффективность описанных выше решений.

Использование данной технологии позволяет достичь обеспечения независимого производства водорода отдельными энергетическими блоками, поскольку каждая технологическая цепочка «гидрогенератор – выпрямитель – электролизёр» работает независимо (автономно) от других аналогичных ей цепочек. Это, во-первых, увеличивает надёжность функционирования гибридных водородно-гидравлических энергокомплексов; во-вторых, повышает их общую эффективность за счёт уменьшения электромагнитных потерь; в-третьих, позволяет эксплуатировать гидроагрегаты с переменной скоростью вращения для обеспечения работы турбин в оптимуме характеристики при различных напорах.

Список литературы

- [1] Распоряжение правительства Российской Федерации №2162-р. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации. Дата утверждения 05.08.2021.
- [2] Электрические машины: в 2 ч. Ч. 2. Синхронные машины. Машины постоянного тока: учебное пособие / В. В. Сотников. — Белгород: Изд-во БГТУ, 2019. – 126 с.
- [3] Справочник по электрическим машинам: в 2 т. / Под общ. ред. И.П. Копылова и Б.К. Клокова. Т. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.
- [4] Проектирование гидрогенераторов / В.В. Домбровский, А.С. Еремеев, Н.П. Иванов, П.М. Ипатов, М.Я. Каплан, Г.Б. Пинский. – М.-Л., издательство «Энергия», 1964, 258 с.
- [5] Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Состав и выбор основных параметров: Учеб. пособие / Ю.С. Васильев, И.С. Саморуков, С.Н. Хлебников. – СПб: изд-во СПбГТУ, 2002. – 134 с.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Яковлев Д.П., Астахов Е.С., Иванов А.А., Пахмутова А.А.

ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»

Москва, Россия

e-mail: dmitrii32881@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие солнечной генерации как одного из самых динамичных направлений возобновляемой энергетики сталкивается с фундаментальным технологическим вызовом — изменчивостью выработки. Непрогнозируемые провалы или всплески мощности от солнечных электростанций (СЭС) приводят к возникновению дефицитов или избытков мощности в сети. Для компенсации этих отклонений системному оператору приходится задействовать регулирующие мощности, что увеличивает стоимость эксплуатации системы.

Материалы и методы: классические модели машинного обучения (линейная регрессия, SVM, случайный лес, градиентный бустинг) модели нейронных сетей (LSTM, CNN, гибридные).

Результаты: Наилучший результат показала модель случайного леса с количеством деревьев 200 (Random Forest n200), обученная на расширенном наборе данных с дополнительными признаками. Модель достигла среднеквадратичной ошибки (RMSE) 1,808% и коэффициента детерминации (R^2) 0,851. Средняя абсолютная ошибка (MAE) составила 0,626%, что указывает на высокую среднюю точность прогноза. Эксперименты подтвердили, что классические методы машинного обучения превосходили рассмотренные архитектуры нейронных сетей для данной задачи.

Выводы: Разработанная модель прогнозирования на основе метода случайного леса демонстрирует высокую точность, средняя абсолютная ошибка ниже порогового значения в 10%, установленного рыночными правилами. Это позволяет рекомендовать её для практического применения в задачах оперативного планирования и участия СЭС на оптовом рынке электроэнергии. Внедрение такой системы способствует повышению надёжности и экономической эффективности интеграции солнечной генерации в энергосистему.

Ключевые слова: солнечная энергетика, прогнозирование выработки, машинное обучение, случайный лес.

DEVELOPMENT OF AN ARTIFICIAL INTELLIGENCE MODEL FOR FORECASTING SOLAR POWER PLANT GENERATION

Dmitrii Yakovlev, Egor Astakhov, Alexey Ivanov, Arina Pakhmutova

National Research university «Moscow power Institute»,

Moscow, Russia

e-mail: dmitrii32881@gmail.com

Abstract

Background: The development of solar generation, one of the most dynamic areas of renewable energy, faces a fundamental technological challenge: output variability. Unpredictable dips or surges in power from solar power plants (SPS) lead to shortages or excesses in the grid. To compensate for these fluctuations, the system operator must deploy regulating capacity, which increases the cost of system operation.

Materials and methods: Classical machine learning models (linear regression, SVM, random forest, gradient boosting) and neural network models (LSTM, CNN, hybrid).

Results: The best result was achieved by a random forest model with 200 trees (Random Forest n200), trained on an expanded dataset with additional features. The model achieved a root mean square error (RMSE) of 1.808% and a coefficient of determination (R^2) of 0.851. The mean absolute error (MAE) was 0.626%, indicating high average forecast accuracy. Experiments confirmed that classical machine learning methods outperformed the neural network architectures considered for this task.

Conclusions: The developed forecasting model, based on the random forest method, demonstrates high accuracy, with an average absolute error below the 10% threshold established by market rules. This allows it to be recommended for practical application in operational planning and solar power plant participation in the wholesale electricity market. Implementation of such a system contributes to increased reliability and cost-effectiveness of integrating solar generation into the power grid.

Key words: solar energy, generation forecasting, machine learning, random forest.

I. ВВЕДЕНИЕ

Энергетический переход к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) является глобальным трендом, обусловленным необходимостью борьбы с изменением климата, декарбонизации экономики и обеспечения энергетической безопасности. Солнечная энергетика — один из самых быстрорастущих сегментов ВИЭ благодаря

постоянному снижению стоимости оборудования и повышению эффективности технологий. Однако ключевым вызовом, сдерживающим массовое распространение солнечной генерации, является ее нестабильность и изменчивость. Количество вырабатываемой электроэнергии напрямую зависит от погодных условий (облачность, осадки, время суток, время года), что создает серьезные проблемы для управления

энергосистемой. Диспетчерам необходимо балансировать производство и потребление электроэнергии в режиме реального времени, а непредсказуемые провалы или пики генерации от СЭС могут привести к нестабильности сети, перегрузкам и даже авариям.

II. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ В ОБЛАСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ

В соответствии с приоритетом государственной энергетической политики «Энергетической стратегией на период до 2050 года» [1] интеллектуальные системы прогнозирования и максимизации выработки электроэнергии солнечной электростанции становятся более актуальными. В России Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) [2] допускают отклонения фактического производства солнечных электростанций от почасовых плановых объемов не более чем на 10% от установленной мощности оборудования, зафиксированной на операционные сутки. Однако нормативных методик для прогнозирования выработки энергии СЭС пока не разработано, и в отечественной научной литературе вопрос краткосрочного прогнозирования производительности СЭС в контексте функционирования энергетического рынка остается недостаточно исследованным.

В работе [3] приведен подробный анализ методов, которые используются для прогнозирования генерации СЭС. Объединяющей задачей для рассматриваемых методов является нахождение зависимости между мощностью на выходе СЭС и набором независимых переменных (предикторов), в качестве которых могут выступать метеорологические характеристики и прочие параметры. К основным методам прогноза производительности СЭС/ФЭУ относят следующие:

- искусственные нейронные сети (Artificial Neural Networks, ANNs) – наиболее распространенный среди статистических методов;
- метод k-ближайших соседей (k-Nearest Neighbors, k-NN) – один из самых простых методов машинного обучения;
- метод опорных векторов (Support Vector Machines, SVM; SVM-регрессия, SVR);
- метод случайного леса (Random Forests, RF).

Работа [4] рассматривает применение методов линейной регрессии, регрессионного дерева решений, случайного леса и градиентного бустинга, а также зависимость качества моделей от параметров настройки. В работе удалось достичь показателей среднеквадратичного отклонения на тестовой выборке 0,4 МВт·ч, что составляет 4% от установленной мощности солнечной электростанции. Наилучший результат показал метод случайного леса.

Авторы [5] разработали подход, основанный на алгоритме адаптивной сети на основе системы нечеткого вывода (ANFIS), включающий в себя многомерные функции принадлежности, которые аппроксимируются на основе данных, полученных в ходе экспериментов, и рекуррентные нейросети с механизмом внимания.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К МОДЕЛИ И СОСТАВЛЕНИЕ НАБОРА ДАННЫХ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ МОДЕЛИ

Исходя из вышеизложенного, модель прогнозирования генерации солнечной электростанции должна обеспечивать прогноз выработки активной мощности на определенное время N с минимальной ошибкой прогнозирования, не превышающей 10 % от номинальной мощности станции. Необходимость почасового прогнозирования генерации обусловлена Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) [2].

Модель имеет следующие входные параметры (X): номер дня от начала года (day_of_year); номер часа прогнозирования (hour); прогноз температуры воздуха (temperature); индекс облачности на прогнозируемый час (clouds); влажность воздуха (humidity); показатели осадков (precipitation); скорость ветра (wind_speed).

В качестве выходного параметра Y в рамках данной работы был выбран показатель – относительная мощность выработки активной мощности электростанции (относительно номинальной мощности установки).

Составление набора данных для обучения модели осуществлялась на основании показаний с реальной солнечной электростанции, установленной на опытном полигоне НИУ «МЭИ». Схема солнечной электростанции состоит из инвертора SolarRiver 3400TL-D и двух цепочек по 8 солнечных панелей TSM-200B. Номинальная мощность установки: 3,2 кВт.

Для исследования были получены ретроспективные данные выработки солнечного массива с 2021 по 2025 год. Данные содержат измерения токов и напряжений на стороне постоянного и переменного тока, частоты сети с периодичностью 1 секунда. Для решения поставленной задачи необходимо усреднить значения выработки тока на часовом интервале. На рис. 1 представлены усредненные данные за 01.08.2025.

Для каждого временного интервала (день и час) были получены ретроспективные погодные данные через API сервиса OpenWeather, обеспечивая согласованность метеорологических параметров с измерениями выработки станции.

Таким образом после преобразований получаем нормализованный набор данных, который содержит информацию о номере дня, часе, погодных показателях и выработке мощности.

IV. АНАЛИЗ СФОРМИРОВАННОГО НАБОРА ДАННЫХ

Сформированный набор данных содержит информацию о 306 днях работы солнечной установки в период с 01.11.2024 по 31.08.2025 с интервалом в 1 час. Размер датасета: 7296 строк. В таблице I представлены результаты корреляционного анализа выработки мощности от других признаков.

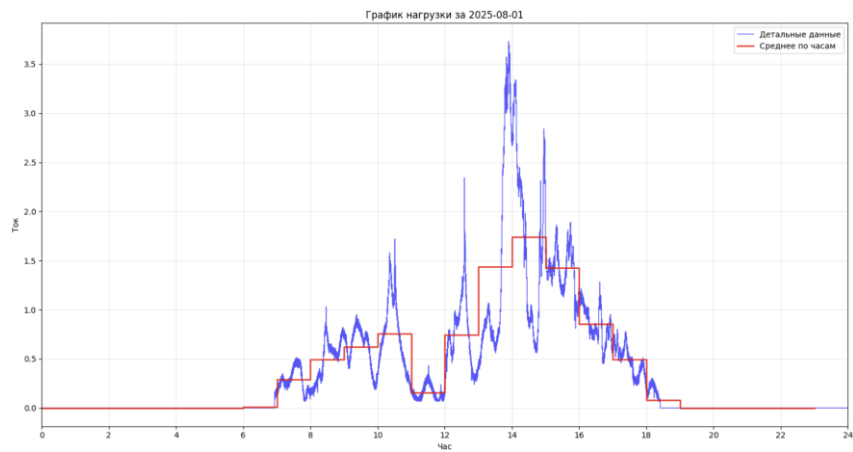


Рис. 1. Усреднённые данные выработки за 01.08.2025

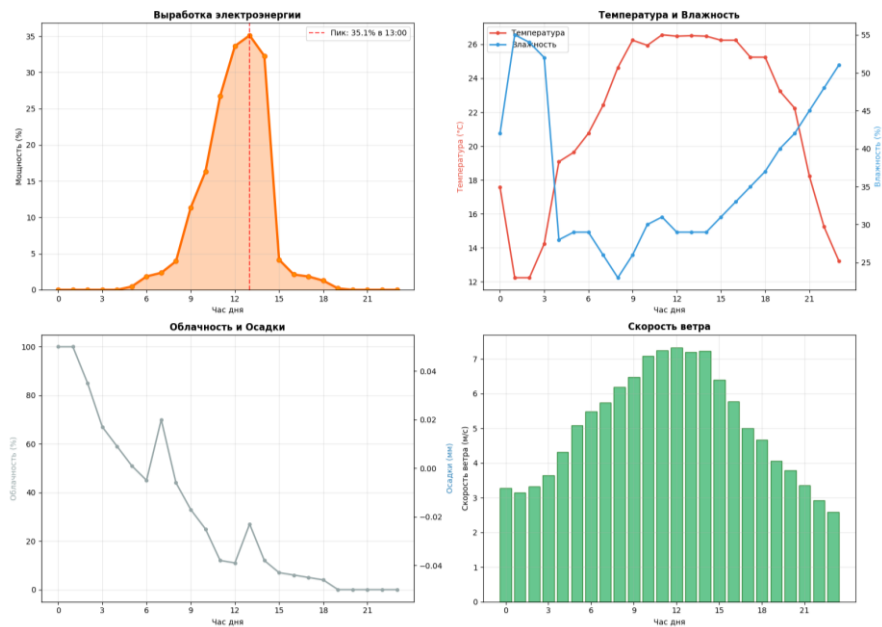


Рис. 2. Анализ дня с максимальной выработкой электроэнергии – день 148 (28.05.2025)

По результатам корреляционного анализа можно сделать вывод что мощность выработки солнечной электроустановки зависит от часа суток, температуры воздуха и скорости ветра. Интересным результатом является слабая зависимость мощности генерации от облачности. На рис. 2 приведен подробный анализ дня с максимальной выработкой электроэнергии – 28.05.2025.

Таблица III. ТАБЛИЦА КОРРЕЛЯЦИИ ПРИЗНАКОВ

Параметр	Наименование	Показатель корреляции	Оценка
hour	Час суток	0.043	Слабая положительная
day_of_year	День в году	-0.005	Слабая отрицательная
temperature	Температура	0.438	Умеренная положительная
wind_speed	Скорость ветра	0.158	Слабая положительная
precipitation	Количество осадков	-0.011	Слабая отрицательная
clouds	Показатель облачности	-0.109	Слабая отрицательная
humidity	Влажность	-0.372	Умеренная отрицательная

V. ОБУЧЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ МОДЕЛЕЙ

С целью выявления наиболее эффективного подхода для прогнозирования мощности солнечной генерации были рассмотрены и протестированы следующие модели:

1. Линейная регрессия (Linear Regression)
2. Метод опорных векторов (SVM)
3. Модель случайного леса (Random Forest)
4. Классический градиентный бустинг (GBM)
5. Экстремальный градиентный бустинг (XGBoost, eXtreme Gradient Boosting)
6. Light Gradient Boosting Machine (LightGBM)
7. Categorical Boosting (CatBoost)
8. Рекуррентная нейронная сеть (LSTM, Long Short-Term Memory)
9. Сверточная нейронная сеть (Pure 1D CNN)
10. Гибридная нейронная сеть (CNN + LSTM Hybrid)

Для обучения модели исходный набор данных был поделен на обучающий и тестовый в соотношении 80/20 соответственно. Точность модели оценивалась по следующим метрикам:

- Среднеквадратическая ошибка (MSE);
- Средняя абсолютная ошибка (MAE);
- Корень из MSE (RMSE);
- Коэффициент детерминации (R2);
- Максимальная абсолютная ошибка (Max_AE)

Модели описанные выше были поделены на две группы: модели без использования нейронных сетей (1-7) и модели нейронных сетей (8-10).

В рамках первой группы было рассмотрено 45 моделей с различными параметрами. В таблице II приведены результаты обучения лучших 10 моделей. По результатам экспериментов можно сделать вывод что наилучшей моделью являются CatBoost с количеством итераций 100 и максимальной глубиной 8 (RMSE = 1,86%). Также стоит отметить, что максимальная абсолютная ошибка у модели CatBoost составляет 18,8%.

Таблица IV. МЕТРИКИ КАЧЕСТВА 10 ЛУЧШИХ МОДЕЛЕЙ ПЕРВОЙ ГРУППЫ

	Model	MSE	MAE	RMSE	R2	Max_AE
1	CatBoost iter100 depth8	3,44	0,79	1,86	0,84	18,79
2	LightGBM n200	3,52	0,75	1,88	0,84	21,45
3	LightGBM n100	3,58	0,74	1,89	0,84	22,21
4	LightGBM n100 num_leaves31	3,58	0,74	1,89	0,84	22,21
5	LightGBM n100 lr0,1	3,58	0,74	1,89	0,84	22,21
6	LightGBM n100 maxd-1	3,58	0,74	1,89	0,84	22,21
7	CatBoost iter200	3,74	0,83	1,94	0,83	21,35
8	LightGBM n50	3,75	0,75	1,94	0,83	21,74
9	Random Forest n200	3,78	0,70	1,94	0,83	19,32
10	Random Forest n100	3,80	0,70	1,95	0,83	19,79

Вторая группа экспериментов включает в себя модели нейронных сетей. Для рассмотрения было выбрано 12 различных вариаций моделей. По результатам экспериментов лучшей оказалась модель двухслойной сверточной сети с пулингом (1D CNN Small, RMSE=2,5, R2=0,716). Однако метрики качества сильно уступают модели CatBoost из первой группы опытов. Исходя из полученных выводов, модели нейронных сетей не подходят для решения поставленной задачи, поэтому исключим из дальнейшего рассмотрения эти модели.

Для уменьшения ошибки прогнозирования предлагается добавление новых признаков:

1. Циклическое кодирование часа и даты (hour_sin, hour_cos, day_of_year_sin, day_of_year_cos) — преобразования циклических признаков в формат, который модели машинного обучения могут правильно интерпретировать;

2. Угол солнца (solar_elevation) – угол солнца над горизонтом, который вычисляется на основании широты, долготы, дня года и часа;

3. Признак светового дня (is_daylight) – выставляется 1 если угол солнца больше 0 градусов и 0 если угол равен 0 градусам.

Таким образом в исходный набор данных было добавлено 6 новых признаков. По результатам опытов проведенных на новом наборе данных (Таблица III), можно

сделать вывод что метрики всех моделей улучшились. Лучшая модель – модель случайного леса с количеством деревьев 200 (Random Forest n200). Эта модель показала лучшие метрики качества чем все модели на предыдущих экспериментах – MSE=3,268%; MAE = 0,626%; RMSE = 1,808%; R2 = 0,851%; Max_AE =18,9%.

Таблица V. МЕТРИКИ КАЧЕСТВА 10 ЛУЧШИХ МОДЕЛЕЙ ПЕРВОЙ ГРУППЫ

	Model	MSE	MAE	RMSE	R2	Max_AE
1	Random Forest n200	3,27	0,63	1,81	0,85	18,89
2	Random Forest n100	3,28	0,63	1,81	0,85	18,83
3	Random Forest n100 maxdNone	3,28	0,63	1,81	0,85	18,83
4	LightGBM n50	3,30	0,67	1,82	0,85	19,10
5	Random Forest n50	3,32	0,63	1,82	0,85	19,66
6	LightGBM n100 lr0,05	3,34	0,67	1,83	0,85	18,64
7	Random Forest n100 maxd10	3,34	0,64	1,83	0,85	18,51
8	LightGBM n100 lr0,1	3,44	0,68	1,86	0,84	19,88
9	LightGBM n100	3,44	0,68	1,86	0,84	19,88
10	LightGBM n100 num_leaves31	3,44	0,68	1,86	0,84	19,88

VI. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе исследования было проведено исследование пригодности различных моделей машинного обучения (47 моделей) и нейросетей (12 моделей) для решения задачи прогнозирования выработки мощности СЭС. Результатом работы является обученная модель Random Forest n200, метрика качества которой удовлетворяют соответствующим отраслевым требованиям к точности прогнозирования - средняя ошибка прогнозирования составляет 0,626%, максимальная абсолютная ошибка – 18,9%.

Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года / Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/d6a/Energostrategiya-RF-do-2050-goda.pdf> (Дата обращения: 22.10.2025)
- [2] Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg1172-271210.pdf> – (Дата обращения: 23.10.2025).
- [3] Antonanzas, J. Review of photovoltaic power forecasting / J. Antonanzas [et al.] // Solar Energy. – 2016.– Vol. 136. – P. 78–111.
- [4] Харлашкина М.А. Применение алгоритмов машинного обучения для прогнозирования выработки солнечной электрической станции : выпускная квалификационная работа / М.А. Харлашкина ; науч. рук. А.И. Хальямаа. Екатеринбург : Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2024. —72 с.
- [5] Энгель, Е. А. Решение задачи прогнозирования инсоляции с использованием модифицированной нечеткой нейросети / Е. А. Энгель, Н. Е. Энгель // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Системный анализ и информационные технологии. – 2023. – № 4. – С. 128-140. – DOI 10.17308/sait/1995-5499/2023/4/128-140. – EDN TTSHPM.