



DOI: 10.22363/2312-8143-2023-24-2-157-165

EDN: BVXDPT

УДК 621.311

Научная статья / Research article

Положительный эффект распределения ветровых электростанций в электроэнергетической системе

О.Ю. Сигитов^{a,b}, С.А. Купреев^b, В.У. Мнацаканян^c

^aПАО «Мосэнерго», Москва, Российская Федерация

^bРоссийский университет дружбы народов, Москва, Российская Федерация

^cНациональный исследовательский технологический университет «МИСИС», Москва, Российская Федерация

✉ OlegSigitov@gmail.com

История статьи

Поступила в редакцию: 1 декабря 2022 г.

Доработана: 22 января 2023 г.

Принята к публикации: 12 февраля 2023 г.

Ключевые слова:

электроэнергетические системы, баланс мощности, коэффициент неравномерности, график нагрузки, неоднородность электрической сети

Аннотация. Установленная мощность ветровых электростанций в составе электроэнергетических систем растет прогрессирующими темпами. В Российской Федерации принят комплекс законодательных мер, направленных на увеличение установленной мощности ветровых электростанций (ВЭС). Исследование посвящено оценке влияния ветровых электростанций на электроэнергетическую систему (ЭЭС). Рассмотрено воздействие распределения ВЭС по узлам энергосистемы в сравнении с одной ВЭС большой мощности (Ейск). На основании расчета суточного коэффициента неравномерности, коэффициента использования установленной мощности и неоднородности электрической сети сделаны следующие выводы: у ВЭС большой мощности суточная амплитуда колебаний мощности имеет большие значения, вплоть до номинальной мощности 3,4 ГВт; КИУМ системы ВЭС всегда будет ниже при сравнении с ВЭС большой мощности, размещенной в одном месте с наилучшим ветроэнергетическим потенциалом; распределение ВЭС по узлам ЭЭС повышает их жесткость (способность поддержания напряжения узла при изменении нагрузки) и, как следствие, надежность. Графическое изображение чувствительности 64-узловой схемы электрической сети 110–500 кВ демонстрирует увеличение количества жестких узлов.

Для цитирования

Сигитов О.Ю., Купреев С.А., Мнацаканян В.У. Положительный эффект распределения ветровых электростанций в электроэнергетической системе // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2023. Т. 24. № 2. С. 157–165. <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2023-24-2-157-165>




Positive impact of wind farms distribution in the electric power system

Oleg Yu. Sigitov^{a,b} , Sergei A. Kupreev^b , Victoria U. Mnatsakanyan^c 

^aJoint-Stock Company for Power and Electrification Mosenergo, Moscow, Russian Federation

^bRUDN University, Moscow, Russian Federation

^cNational Research Technological University “MISIS”, Moscow, Russian Federation

 OlegSigitov@gmail.com

Article history

Received: December 1, 2022

Revised: January 22, 2023

Accepted: February 12, 2023

Keywords:

power balance, unevenness factor, load curve, power grid heterogeneity

Abstract. Installed capacity of wind farms is growing rapidly in the electric power systems. The Russian Federation has adopted a set of legislative measures to increase wind farms (WF) installed capacity. The research focuses on assessing the impact of wind farms in electric power system (EPS). In particular, the wind farms distribution impact over electric power system nodes is considered in comparison with single high-capacity wind farm (Eysk). Based on the calculations of the daily unevenness factor, installed capacity utilization rate and grid heterogeneity, following conclusions are obtained: the high-capacity wind farm has a higher daily power fluctuation amplitude, up to a nominal capacity of 3.4 GW; installed capacity utilization rate of wind farms system will always be lower when compared to a high-capacity wind farm located in the same location with the best wind energy potential; wind farms distribution across EPS nodes increase their rigidity (the ability to maintain the node voltage as the load changes) and, as a result, their reliability. The graphical illustration of the sensitivity of a 64 node 110–500 kV power grid demonstrates the increase in the number of rigid nodes.

For citation

Sigitov OYu, Kupreev SA, Mnatsakanyan VU. Positive impact of wind farms distribution in the electric power system. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2023;24(2):157–165. (In Russ.) <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2023-24-2-157-165>

Введение

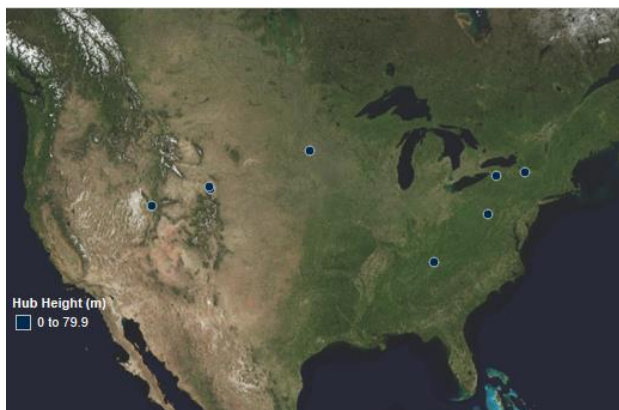
В современных энергосистемах решаются сложные стратегические задачи, в числе которых развитие электросетевой инфраструктуры, распределенной генерации, в том числе возобновляемых источников энергии, и снижение экологической нагрузки на окружающую среду. Существующие сценарии развития электроэнергетического комплекса в долгосрочной перспективе отличаются прогнозами энергопотребления и установленной мощностью различных типов электростанций. Сценарии прогноза по состоянию на 2019 г. учитывают три направления развития: консервативный, инновационный и энергопереход [1]. Отличие направлений состоит в выборе государственной энергетической политики и пути развития технологий при неизменной численности населения и среднегодовых темпах роста мирового валового внутреннего продукта (ВВП). При этом во всех сценариях отмечается наибольший прирост электростанций на основе возобновляе-

мых источников энергии. Наибольшее снижение демонстрируют угольные электростанции.

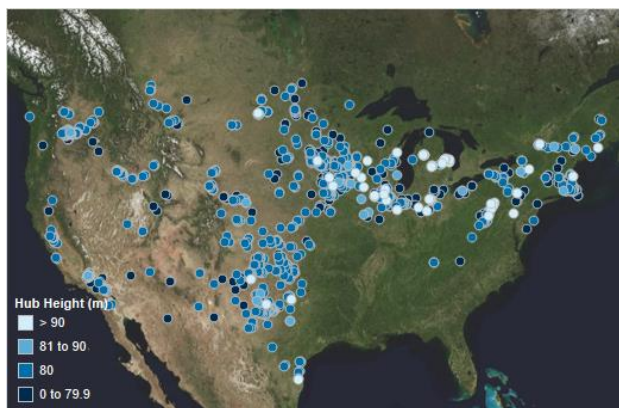
Ветровые электростанции (ВЭС) в настоящее время демонстрируют высокие темпы роста. В период с 2001 по 2021 г. установленная мощность ВЭС в мире выросла почти в 35 раз, с 24 до 837 ГВт [2]. За период 2010–2020 гг. мировая приведенная стоимость (LCOE) континентальных ВЭС снизилась на 56 % – с 0,089 до 0,039 долл. США/кВтч. Для наиболее дорогих оффшорных ВЭС снижение составило 48 % – с 0,162 до 0,084 долл. США/кВтч [3]. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) в свою очередь активно развиваются в направлении увеличения их установленной мощности, которая достигает от 12 до 15 МВт при диаметре ротора ветровой турбины от 211 до 236 м¹. На 2014 г., по данным

¹ V236-15.0 MW. URL: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW> (accessed: 12.07.2022); Haliade-X offshore wind turbine. URL: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore->

АWEА, средняя высота башни ветроэнергетической установки (ВЭУ) составила порядка 80 м (рис. 1)², что также способствует увеличению номинальной мощности и повышению коэффициента установленной мощности ВЭУ (вследствие увеличения скорости ветра с высотой).



а



б

Рис. 1. Высота башни ветроэнергетических установок в США (Hub Height) на 2000 (а) и 2014 (б) гг., м
Figure 1. Tower height of wind turbines in the USA in 2000 (a) and 2014 (б), m

Указанное развитие технологий ветровых электростанций приводит к росту их установленной мощности в энергосистеме. При этом основная проблема, связанная с колебаниями генерации ВЭС, остается актуальной во всех энергосистемах мира. С другой стороны, рост установленной мощности ВЭС в энергосистеме в некоторой сте-

пени снижает негативный эффект ВЭС за счет их распределения по энергосистеме. Такое снижение негативного эффекта можно рассмотреть при сравнении ВЭС большой мощности и системы ВЭС. Под системой ветровых электростанций понимается совокупность ветровых электростанций и/или отдельных ветровых турбин, находящихся на удаленном расстоянии друг от друга и подключенных к электроэнергетической системе.

1. Преимущества рассредоточения ВЭС в энергосистеме

Реальное изменение нагрузки ВЭС можно определить на основе данных эксплуатации. Изменение нагрузки следует определять по всем источникам ВЭС, входящих в энергосистему. Аналогичный подход используется при определении диспетчерского графика генерации энергосистем, когда при регулировании нагрузки электростанций ориентируются на изменение общей нагрузки энергосистемы, а не отдельных потребителей. На рис. 2 продемонстрирован эффект наложения графиков генерации ВЭС по 5-минутным измерениям в энергосистеме Австралии³. К энергосистеме подключены 69 ВЭС от 20 до 452 МВт суммарной установленной мощностью 8587 МВт. При этом нагрузка энергосистемы составляет около 27 ГВт.

Из рисунка видно, что электростанции имеют различные графики генерации и, как следствие, коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ) в течение суток. КИУМ современных континентальных ВЭС составляет порядка 30–35 %, а оффшорных ВЭС – 35–55 %. В международном отчете по ветроэнергетике за 2021 г. прогнозируется увеличение КИУМ ВЭС в интервале 32–58 % к 2050 г. для континентальных ВЭС и в интервале 43–60 % к 2050 г. для оффшорных ВЭС [4].

КИУМ ВЭС определяется как отношение фактической выработки к выработке при использовании всей установленной мощности в течение рассматриваемого периода времени, то есть теоретической выработке [5]:

$$\text{КИУМ}_{\text{ВЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{факт}}}{\mathcal{E}_{\text{теор}}}, \quad (1)$$

wind/haliade-x-offshore-turbine (accessed: 12.07.2022); DEC Rolls Out 13 MW Offshore Wind Turbine. URL: <https://www.offshorewind.biz/2022/02/23/dec-rolls-out-13-mw-offshore-wind-turbine/> (accessed: 12.07.2022).

² Американская ассоциация ветроэнергетики. URL: <https://www.awea.org> (дата обращения: 12.07.2022).

³ Aneroid Energy. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.07.2022).

где $\mathcal{E}_{\text{факт}}$ – фактическая выработка электрической энергии ВЭС в течение рассматриваемого периода времени, МВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{теор}}$ – теоретическая выработка электрической энергии ВЭС при использовании всей установленной мощности в течение рассматриваемого периода времени, МВт·ч.

Для удобного представления результатов расчета применяется метод повторяемости величины в заданных интервалах. Повторяемость устанавливает отношение числа случаев со значениями, входящими в заданный интервал, к общему числу случаев. Повторяемость КИУМ ВЭС определяется по формуле

$$t(\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}) = \frac{m}{n} 100\%, \quad (2)$$

где $t(\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j})$ – повторяемость КИУМ ВЭС в интервалах $\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}$, %; m – число значений

коэффициента использования установленной мощности $\text{КИУМ}_{\text{с.ВЭС } i}$ в рассматриваемом интервале $\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}$, о.е.; n – общее число значений коэффициента использования установленной мощности $\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } i}$ в течение рассматриваемого периода времени, то есть во всех интервалах $\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}$, о.е.; j – количество интервалов; i – количество измерений скорости ветра в рассматриваемом периоде времени (неделя, месяц, год).

В расчетах КИУМ определяется при каждом измерении скорости ветра, то есть на единичном участке времени. Поэтому интервалы $\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}$ показывают отношение фактической мощности ВЭС к установленной мощности ВЭС, тем самым отражая продолжительность различных режимов работы с определенной мощностью. Наилучшим условием является наибольшее значение $t(\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j})$ в наибольшем интервале $\Delta\text{КИУМ}_{\text{ВЭС } j}$.

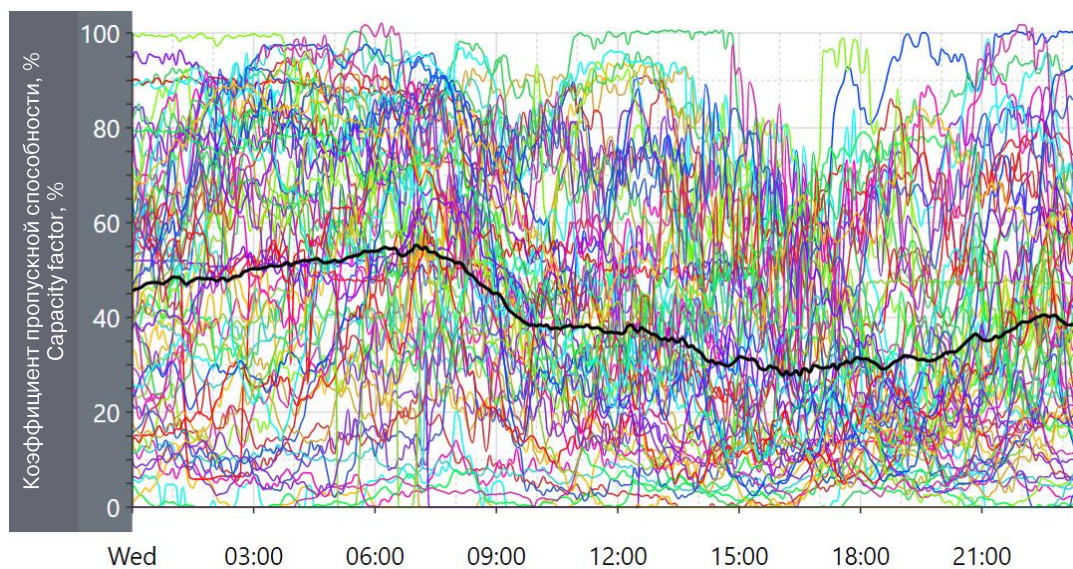


Рис. 2. Изменение мощности ВЭС 25.05.2022 г.
Figure 2. Wind farms power generation changes for 25.05.2022

Формирование и оценка графиков электрических нагрузок являются важными задачами в вопросах диспетчерского управления. Графики электрических нагрузок ЭЭС отражают колебания спроса на электрическую энергию во времени [6] и, соответственно, определяют режимы работы электрических станций в зависимости от их типа. В соответствии с указанными графиками определяются время пуска и останова генерирующих объектов, экономически эффективный режим работы электро-

энергетической системы, планируется проведение ремонтных работ и др.

В работе О.П. Балашова⁴ описаны показатели, характеризующие графики нагрузки ЭЭС, такие как коэффициент активной мощности, коэффициент загрузки по активной мощности, коэффициент

⁴ Балашов О.П. Электроснабжение: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. Рубцовск, 2014. 126 с.

суточной неравномерности потребления, коэффициент межнедельной неравномерности, коэффициент летнего снижения максимальных нагрузок и др. Данные параметры позволяют рационально интегрировать систему ВЭС в ЭЭС, помогая в решении задач при проектировании и эксплуатации объектов электроэнергетической системы.

Например, суточный коэффициент неравномерности применяется для анализа колебаний графика генерации ВЭС (системы ВЭС) в течение заданного периода времени. По значениям коэффициента в течение рассматриваемого периода времени можно оценить возможность регулирования существующих традиционных электростанций и определить мероприятия для повышения их диапазона регулирования [7].

Суточный коэффициент неравномерности показывает изменение графика генерации ВЭС (амплитуды) в течение суток:

$$K_{н\text{сут.}i} = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\text{уст.вэс}}}, \quad (3)$$

где P_{\min} – минимальная мощность ВЭС в течение суток, МВт; P_{\max} – максимальная мощность ВЭС в течение суток, МВт; $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность ВЭС, МВт.

Повторяемость суточного коэффициента неравномерности определяется по формуле

$$t(\Delta K_{н\text{сут.}j}) = \frac{m}{n}, \quad (4)$$

где $t(\Delta K_{н\text{сут.}j})$ – повторяемость суточного коэффициента неравномерности ВЭС в интервалах $\Delta K_{н\text{сут.}j}$, о.е.; m – число значений суточного коэффициента неравномерности $K_{н\text{сут.}i}$ в рассмат-

риваемом интервале $\Delta K_{н\text{сут.}j}$, о.е.; n – общее число значений суточного коэффициента неравномерности $K_{н\text{сут.}i}$ в течение рассматриваемого периода времени, то есть во всех интервалах $\Delta K_{н\text{сут.}j}$, о.е.; j – количество интервалов; i – количество суток в рассматриваемом периоде времени (неделя, месяц, год).

Суточный коэффициент неравномерности эффективно использовать при выборе состава включенного генерирующего оборудования регулирующих станций на сутки вперед, то есть при выборе необходимого объема регулирования. При этом наилучшими условиями являются

$$t(\Delta K_{н\text{сут.}j}) \rightarrow \min, \text{ при } \Delta K_{н\text{сут.}i} \rightarrow \max. \quad (5)$$

Таким образом, по значениям повторяемости суточного коэффициентов неравномерности возможно оценить необходимость или достаточность в ЭЭС высокоманевренных электростанций и/или накопителей электрической энергии с диапазоном и скоростью регулирования, способными в минимальное время набрать недостающую прогнозируемую мощность.

2. Результаты сравнения системы ВЭС и ВЭС большой мощности

Для подтверждения эффективности распределения ветровых электростанций в удаленных друг от друга местах (на расстояние, при котором временные графики скорости ветра существенно различаются, то есть системы ВЭС) далее представлены результаты сравнительного расчета ВЭС большой мощности и системы ВЭС.

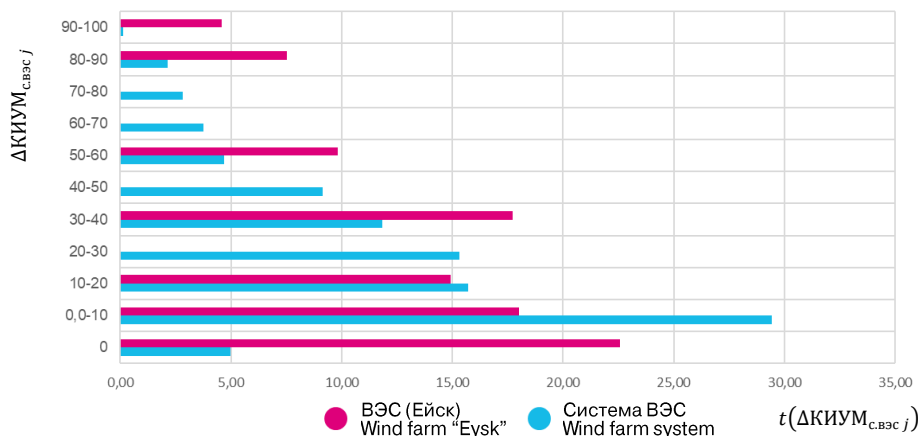


Рис. 3. Повторяемость КИУМ ВЭС Ейска и системы ВЭС
 Figure 3. Repeatability of installed capacity utilization rate for wind farm (WF) "Eysk" and wind farm system

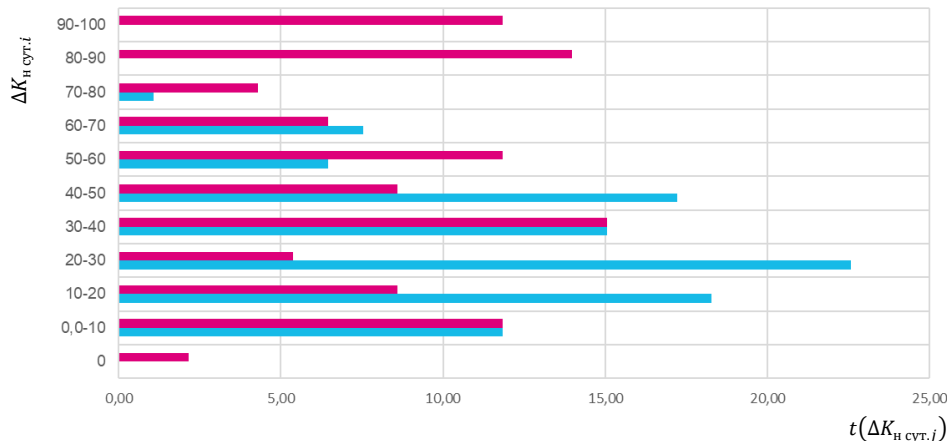


Рис. 4. Повторяемость суточного коэффициента неравномерности ВЭС Ейска и системы ВЭС
Figure 4. Repeatability of daily unevenness factor for wind farm “Eysk” and wind farm system

Расчеты проводятся на основании трехчасовых измерений средней скорости ветра за двухминутный интервал времени на высоте 10–12 м для населенных пунктов⁵: Ейск, Таганрог, Константиновск, Маргаритово, Должанская, Новороссийск, Геленджик, Туапсе, Ставрополь, Красная Поляна. Установленная мощность системы ВЭС составляет 3,4 ГВт. ВЭС большой мощности (аналогично системе ВЭС составляет 3,4 ГВт) располагается в населенном пункте Ейск.

Выработка электрической энергии за рассматриваемый период системы ВЭС составляет 622 ГВт·ч, а выработка ВЭС Ейск – 752 ГВт·ч, что на 17 % больше. КИУМ системы ВЭС – 25 %, а КИУМ ВЭС Ейск – 30 %, что аналогично выработке больше на 17 %. На рис. 3 показано, что для ВЭС Ейск характерны высокие показатели повторяемости КИУМ в наибольших интервалах (90–100, 80–90, 50–60, 30–40).

Указанное выше сравнение параметров показывает преимущество одной ВЭС Ейск в сравнении с системой ВЭС. Это объясняется тем, что КИУМ населенного пункта Ейск значительно отличается от остальных населенных пунктов, образующих систему ВЭС.

Тем не менее у параметра, характеризующего колебания генерации ВЭС, наблюдаются лучшие значения для системы ВЭС. Повторяемость суточного коэффициента неравномерности представлена на рис. 4. У ВЭС Ейск отмечается высокая повторяемость наихудших интервалов (от 70–80 до 90–100), то есть значительное колебание мощности ВЭС в течение суток, включая амплитуду 3,0–3,4 ГВт.

3. Влияние распределение ВЭС на неоднородность электрической сети

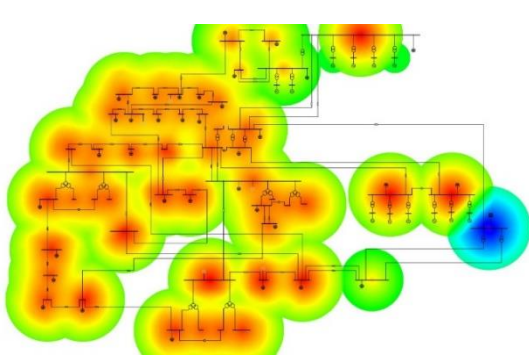
Расположение ВЭС в узлах ЭЭС, помимо изменения баланса генерирующих мощностей, приведет и к изменению конфигурации электрической сети и, как следствие, ее неоднородности [8]. Неоднородность ЭЭС определяется различным сочетанием параметров элементов ЭЭС (линий электропередачи, трансформаторов, нагрузки, источников генерации). Неоднородность приводит к появлению чувствительных узлов ЭЭС, в которых изменение нагрузки может привести к значительным отклонениям напряжения, а значит, в некоторых случаях к нарушению допустимых отклонений.

В связи с этим, для определения влияния установки ВЭС в узлах ЭЭС применяется метод оценки неоднородности сети, основанный на определении чувствительных узлов – жестких и сенсорных [9–10]. Жестким считается узел, напряжение которого изменяется меньше всего при изменении его нагрузки на единицу, то есть узел с хорошими возможностями поддержания напряжения. Узлы с противоположными свойствами называют сенсорными. Данный метод основан на анализе уравнения небаланса реактивной мощности по модулю напряжения, которое в результате преобразований можно представить в виде

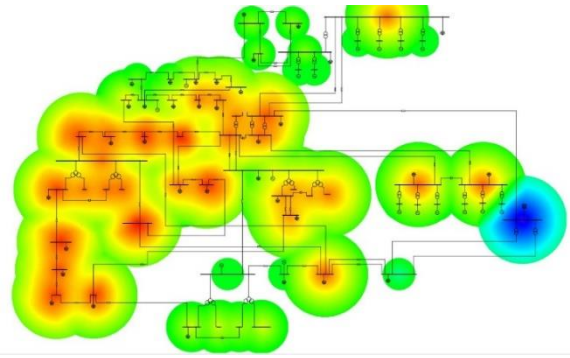
$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_i} = U_i(2b_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N b_{ij}), \quad (6)$$

где $\partial W_{Qi}/\partial U_i$ – производная реактивной мощности по модулю напряжения; U_i – номинальное напряжение i -го узла; $U_i = \text{const}$, b_{ii} – собственная проводимость i -го узла; b_{ij} – взаимная проводимость узлов i и j .

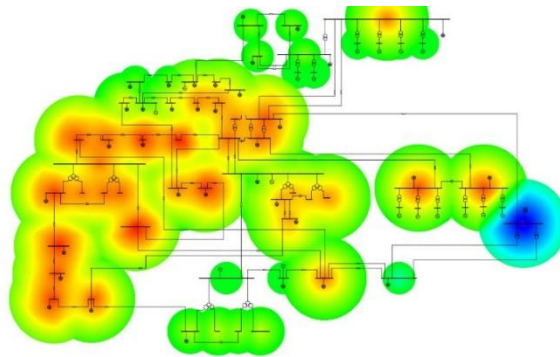
⁵ Расписание погоды. URL: <https://tr5.ru> (дата обращения: 12.07.2022).



Режим без ВЭС / Electric power system mode without WF

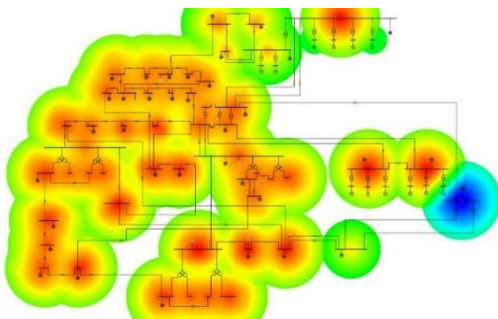


ВЭС 50 % / Electric power system mode with 50% WF generation



ВЭС 100 % / Electric power system mode with 100% WF generation

Рис. 5. Графическое изображение чувствительности узлов электрической сети 110–500 кВ с системой ВЭС
Figure 5. The graphical illustration of 64 nodes sensitivity in 110–500 kV electric power system with a wind farm system



Режим без ВЭС / Electric power system mode without WF



ВЭС 50 % / Electric power system mode with 50% WF generation



ВЭС 100 % / Electric power system mode with 100% WF generation

Рис. 6. Графическое изображение чувствительности узлов электрической сети 110–500 кВ с ВЭС Ейска
Figure 6. The graphical illustration of 64 nodes sensitivity in 110–500 kV electric power system with the wind farm "Eysk"

Наибольшее приращение напряжения будет соответствовать наиболее сенсорному узлу. В качестве примера рассмотрена 64-узловая схема электрической сети классом напряжения 10, 110, 220, 500 кВ. На рис. 5 и 6 представлено графическое изображение чувствительности узлов электрической сети: от наиболее сенсорного (красный, желтый) к наиболее жесткому (зеленый, синий). Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что распределение источников генерации в узлах нагрузки, в частности размещение ВЭС, положительно сказывается на изменении отклонения напряжения в электрической сети.

Заключение

Распределение ВЭС оказывает влияние на график генерации ЭЭС. Чем больше установленная мощность ВЭС, тем значительнее будет влияние, однако его отрицательную составляющую можно снизить при помощи распределения ВЭС на удаленное друг от друга расстояние (система ВЭС) и выбрав оптимальные места установки. В таком случае система ВЭС может оказать и положительное влияние, снижая суточный коэффициент неравномерности графика генерации ЭЭС. В представленном примере в отличие от системы ВЭС, у ВЭС Ейск большой мощности суточная амплитуда колебаний мощности имеет большие значения, вплоть до номинальной мощности 3,4 ГВт.

КИУМ системы ВЭС всегда будет ниже при сравнении с ВЭС большой мощности, размещенной в одном месте с наилучшим ветроэнергетическим потенциалом. Очевидно, что это связано с отсутствием абсолютно одинаковых мест по ветроэнергетическим ресурсам. КИУМ системы из шести ВЭС в представленных расчетах составил 25 %, а КИУМ ВЭС большой мощности – 30 %, что больше на 17 %.

Так как ветроэнергетика представляет собой основу распределенной генерации, то в сложившейся ситуации топологии ЭЭС (большое количество линий электропередачи различных классов напряжения, трансформаторов, нагрузки, источников генерации) это является преимуществом для обеспечения надежных услуг в области электроснабжения. Достигается поставленная задача путем расположения ВЭС в чувствительных узлах ЭЭС, тем самым повышая их жесткость и, как следствие, надежность.

Список литературы / References

1. Brilliantova VV, Galkin YuV, Galkina AA, Grigoriev LM, Grushevenko DA, Grushevenko EV, Dunaeva NV, Kapitonov SA, Kapustin NO, Kulagin VA, Kozina EO, Makarov AA, Malakhov VA, Melnikova SI, Melnikov YuV, Mironova IYu, Ovchinnikova IN, Perdero AA, Ryapin IYu, Khokhlov AA, Yakovleva DD. *Energy development forecast of the world and Russia 2019* (A.A. Makarov, T.A. Mitrova, V.A. Kulagin, eds.). Moscow; 2019. 210 p. (In Russ.)

Бриллиантова В.В., Галкин Ю.В., Галкина А.А., Григорьев Л.М., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В., Дунаева Н.В., Капитонов С.А., Капустин Н.О., Кулагин В.А., Козина Е.О., Макаров А.А., Малахов В.А., Мельникова С.И., Мельников Ю.В., Миронова И.Ю., Овчинникова И.Н., Пердеро А.А., Ряпин И.Ю., Хохлов А.А., Яковлева Д.Д. Прогноз развития энергетики мира и России 2019: монография / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М., 2019. 210 с.

2. *Global wind report 2022*. Brussels: Global Wind Energy Council; 2022. 111 p.

3. *Renewable power generation costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2021.

4. *Global wind report 2021*. Brussels: Global Wind Energy Council; 2021. 15 p.

5. Sigitov O.Yu., Chemborisova N.Sh. Wind farms generation deviation in electric power system. *Proceedings of the 3rd 2021 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering* (vol. 3). New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2021. <http://doi.org/10.1109/REEPE51337.2021.9388016>

6. Production, transmission and distribution of electrical energy. In: Gerasimov VG, Dyakov AF, Ilyinsky NF, Labuntsov VA, Morozkina VP, Orlova IN, Popov AI, StroeV VA. (eds.) *Electrotechnical Reference Book* (vol. 3). Moscow: MPEI Publ.; 2009. (In Russ.)

Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского, В.А. Лабунцова, В.П. Морозкина, И.Н. Орлова, А.И. Попова, В.А. Строева. М.: МЭИ, 2009. 964 с.

7. Sigitov OYu. *Development of a method for the rational placement of wind power plants in the electric power system* (abstract of the dissertation of the Candidate of Technical Sciences). Moscow; 2022. (In Russ.)

Сигитов О.Ю. Разработка метода рациональной расстановки ветровых электростанций в ветроэнергетической системе: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2022. 20 с.

8. Sigitov OYu, Chemborisova NSh, Chernenkov ID. Reliability study in operating mode control of modern power systems. *Electric Power. Transmission and Distribution*. 2021;(2):40–46. (In Russ.)

Сигитов О.Ю., Чемборисова Н.Ш., Черненко И.Д. Анализ надежности при управлении режимами современных электроэнергетических систем // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021. № 2. С. 40–46.

9. Chemborisova N. Assessment of the impact of the rigidity of nodes on the operating reliability of EPSS.

E3S Web of Conferences. Rudenko International Conference “Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems”, Tashkent, 23–27 September 2019. 2019;139:01070. <http://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901070>

10. Sigitov OYu, Chemborisova NSh, Chernenkov ID. Formalized analysis of reliability in the management of modes of electric power systems. *E3S Web of Conferences. Rudenko International Conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems”*. 2020;216:01008. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601008>

Сведения об авторах

Сигитов Олег Юрьевич, кандидат технических наук, руководитель проектов СЭТР, Инженерное управление, ПАО «Мосэнерго», Российская Федерация, 119526, Москва, пр-кт Вернадского, д. 101, корп. 3; ассистент кафедры энергетического машиностроения, инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0009-0007-8541-4542, Scopus Author ID: 57216623025, eLIBRARY SPIN-код: 9915-2001; OlegSigitov@gmail.com

Купреев Сергей Алексеевич, доктор технических наук, профессор департамента механики и процессов управления, инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0000-0002-8657-2282, Scopus Author ID: 57201885865, eLIBRARY SPIN-код: 2287-2902; kupreev-sa@rudn.ru

Мнацакян Виктория Умедовна, доктор технических наук, профессор кафедры горного оборудования, транспорта и машиностроения, Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС», Российская Федерация, 119049, Москва, Ленинский пр-кт, д. 4, стр. 1; ORCID: 0000-0001-9276-7599, Scopus Author ID: 6603501339, eLIBRARY SPIN-код: 8693-8313; artvik@bk.ru

About the authors

Oleg Yu. Sigitov, PhD, project manager, Expertise and Technical Development Service, Joint-Stock Company for Power and Electrification Mosenergo, 101 Vernadskogo Prospekt, bldg 3, Moscow, 119526, Russian Federation; assistant of the Department of Power Engineering, Academy of Engineering, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0009-0007-8541-4542, Scopus Author ID: 57216623025, eLIBRARY SPIN-code: 9915-2001; OlegSigitov@gmail.com

Sergei A. Kupreev, Doctor of Sciences (Techn.), Professor of the Department of Mechanics and Control Processes, Academy of Engineering, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0000-0002-8657-2282, e-LIBRARY SPIN-code: 2287-2902; kupreev-sa@rudn.ru

Victoria U. Mnatsakanyan, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Mining Equipment, Transport and Mechanical Engineering, National Research Technological University “MISIS”; 4 Leninskii Prospekt, bldg 1, Moscow, 119049, Russian Federation; ORCID: 0000-0001-9276-7599, Scopus Author ID: 6603501339, eLIBRARY SPIN-code: 8693-8313; artvik@bk.ru