

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-52-60>

УДК 621.311.24

Распределенное размещение ветроэлектростанций для минимизации влияния колебаний мощности на электроэнергетическую систему

Шакиров В. А.^{1*}, Курбацкий В. Г.¹, Томин Н. В.¹, Гулиев Г. Б.²

¹ ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева» СО РАН
ул. Лермонтова, 130, 664033, г. Иркутск, Россия

² ООО «Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики»
ул. Гасан бек Зардаби, 94, Ясамал, AZ1012, г. Баку, Азербайджанская республика

Поступила / Received 24.04.2020

Принята к печати / Accepted for publication 02.03.2021

Рассматривается проблема влияния на электроэнергетическую систему колебаний мощности ветроэлектростанций (ВЭС) из-за непостоянства скорости ветра. При большой доле ВЭС в общем объеме выработки электроэнергии требуется увеличение резерва в электроэнергетических системах для покрытия возможных внезапных колебаний мощности. Одним из способов снижения стохастического характера генерации ВЭС является их территориально-распределенное размещение. Предлагается методика выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС с учетом фактора изменчивости суммарной вырабатываемой мощности. В каждом из районов перспективного размещения проводится моделирование выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками (ВЭУ) с часовой детализацией с помощью разработанной программы Wind-MCA по данным архивов многолетних наблюдений наземных метеостанций. Оптимизация мощности и распределенного размещения ВЭС в районах осуществляется с использованием генетического алгоритма в среде MATLAB. Целевой функцией выступает коэффициент вариации мощности, вырабатываемой всеми ВЭС в рассматриваемых районах, в зависимости от числа ВЭУ в их составе. При окончательном сравнении вариантов размещения ВЭС используются графики продолжительности выработки мощности. Применение методики рассматривается на примере размещения ВЭС в Забайкальском крае. Получено решение, обеспечивающее минимальный коэффициент вариации вырабатываемой мощности ВЭС и сравнительно высокий коэффициент использования установленной мощности. При распределенном размещении ВЭС снижается продолжительность периода с максимальной выработкой, однако существенно повышается продолжительность выработки малой мощности. С увеличением числа ВЭС, подключенных к различным точкам электроэнергетической системы, может быть получен некоторый гарантированный уровень выработки мощности, что, в конечном итоге, позволит снизить необходимую величину резерва генерирующих мощностей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ветроэлектростанция, электроэнергетическая система, колебания мощности, размещение, оптимизация, генетический алгоритм, коэффициент вариации

Благодарности

Результаты работы, представленные в статье, получены в ходе выполнения НИР в рамках Госзаказа (проекты FWEU-2021-0004 per №АААА-А21-121012090010-7, FWEU-2021-0001 per №АААА-А21-121012190027-4)

Адрес для переписки:

Шакиров В. А.
ФГБУН «Институт систем энергетики», лаборатория
энергоснабжения децентрализованных потребителей
ул. Лермонтова, 130, 664033, г. Иркутск, Россия
e-mail: shakirov@isem.irk.ru

Address for correspondence:

Shakirov V. A.
Melentiev energy systems institute, Laboratory of energy supply for distributed consumers
Lermontov str., 130, 664033, Irkutsk, Russia
e-mail: shakirov@isem.irk.ru

Для цитирования:

Шакиров В. А., Курбацкий В. Г., Томин Н. В., Гулиев Г. Б. Распределенное размещение ветроэлектростанций для минимизации влияния колебаний мощности на электроэнергетическую систему. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №1. – С. 52–60.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-52-60>

For citation:

Shakirov V. A., Kurbatsky V. G., Tomin N. V., Guliev G. B. [Distributed placement of wind farms to minimize the impact of power fluctuations on the electric power system]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021. vol. 14, no. 1, pp. 52–60 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-52-60>

Distributed placement of wind farms to minimize the impact of power fluctuations on the electric power system

Shakirov V. A.^{1*}, Kurbatsky V. G.¹, Tomin N. V.¹, Guliev G. B.²

¹ Melentiev energy systems institute

130 Lermontov str., 664033, Irkutsk, Russia

² Azerbaijan Scientific-Research and Designed-Prospecting Power Engineering Institute

Hasanbey Zardabi av. 94, AZ1012, Baku, Azerbaijan

The problem of the influence of power fluctuations of wind farms due to the variability of the wind speed on the electric power system is considered. With high wind energy penetration, an increase in the operating reserve in electric power systems is required to cover possible sudden power fluctuations. One of the ways to reduce the stochastic nature of the wind farms power generation is their geographically distributed location. A method is proposed for the selection of capacity and distributed placement of wind farms, taking into account the factor of the variability of the total generated power. In each of the prospective areas for wind farm placement, the simulation of electricity generation by a single wind turbine with hour-by-hour breakdown is carried out using the developed Wind-MCA software based on long-term ground-based weather stations data. Optimization of wind farms capacity and their distributed placement in areas is carried out using a genetic algorithm in the MATLAB environment. The target function is the coefficient of variation of the power generated by all wind farms in the areas under consideration, depending on the number of wind turbines therein. Power duration curves are used in the final comparison of wind farms siting options. The application of the method is carried out on the example of the wind farms placement in the Zabaykalsky Krai. A solution has been obtained that provides a minimum coefficient of variation of the wind farms generated power and a relatively high capacity utilization factor. With a distributed location of wind farms, the duration of the period with the maximum output is reduced, however, the duration of low power generation is significantly increased. With an increase in the number of wind farms connected to various nodes of the electric power system, a certain guaranteed level of power generation can be obtained, which, ultimately, will reduce the required amount of the reserve of generating capacities.

KEYWORDS: wind farm, electric power system, power fluctuations, placement, optimization, genetic algorithm, coefficient of variation

Acknowledgments

The results of the work presented in the article were obtained during the implementation of research in the framework of the State Order (project FWEU-2021-0004 reg №AAAA-A21-121012090010-7, FWEU-2021-0001 reg №AAAA-A21-121012190027-4)

Введение

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 г. повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов будет осуществляться с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергетических ресурсов и возобновляемых источников энергии.

В период с 2016 по 2020 гг. установленная мощность сетевых ВЭС в России увеличилась с 10,9 до 184 МВт благодаря привлеченным инвестициям в рамках договоров о предоставлении мощности. В перспективе до 2024 г. ожидается дальнейшее увеличение установленной мощности ВЭС на 3,4 ГВт.

Строительство ВЭС большой мощности предваряется оценкой их влияния на электроэнергетическую систему (ЭЭС). Большое внимание уделяется непостоянству генерации мощности ВЭУ, связанному со стохастическим характером ветроэнергетических ресурсов. Если доля ВЭС в выработке мощности превышает 15–20%, то возникает опасность влияния на динамическую устойчивость ЭЭС [1–4]. Для покрытия

возможных внезапных колебаний мощности ВЭС требуется увеличение резерва мощности ЭЭС [5]. Необходимая дополнительная величина резерва на традиционных электростанциях соизмерима с мощностью ВЭС [1].

Одним из способов снижения стохастического характера генерации ВЭС является их территориально-распределенное размещение. Группа ВЭС, распределенная на значительной территории и подключенная к разным точкам ЭЭС, имеет меньшее влияние на баланс мощности системы, чем одна крупная ВЭС такой же суммарной мощности. Это связано с тем, что в любой момент времени ветровой режим на обширной территории неодинаков. Поэтому изменение скорости ветра в одном районе повлияет только на часть вырабатываемой суммарной мощности ВЭС.

Исследования влияния распределенного размещения ВЭС на снижение колебаний мощности проводились для регионов Северной Америки, Европы и Китая [6–9]. В [10] приведены результаты анализа влияния распределенного размещения ВЭС на необходимый уровень резерва в ЭЭС.

В статье предлагается методика выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС по критерию минимума изменчивости суммарной вырабатываемой мощности.

Методика выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС

Основные этапы методики выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС представлены на рисунке 1.

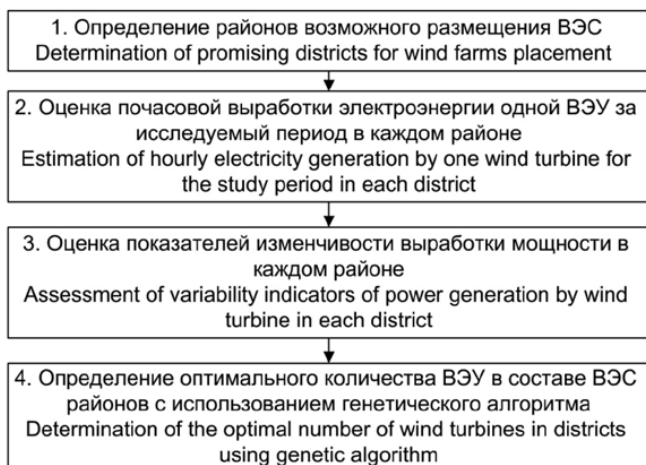


Рисунок 1. Методика выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС

Figure 1. Methodology for selecting the capacity and distributed location of wind farms

На этапе 1 определяются возможные районы размещения ВЭС в пределах рассматриваемой территории. При этом учитывается удаленность предполагаемых площадок от узлов электрических нагрузок, от объектов транспортной и электросетевой инфраструктуры. На этом же этапе проводится оценка среднегодовой скорости ветра для исключения из рассмотрения районов с заведомо низким ветроэнергетическим потенциалом. Учитывая, что стартовая скорость ВЭУ составляет 3–4 м/с, можно исключить районы с такой среднегодовой скоростью ветра при условии приведения ее к высоте расположения ротора:

$$V_r = V_0 \left(\frac{h_r}{h_0} \right)^m \quad (1)$$

где V_r — скорость ветра на высоте расположения ротора ВЭУ h_r , м/с, V_0 — скорость ветра на высоте флюгера метеостанции h_0 , м/с, m — степенной коэффициент, зависящий от сезона и скорости ветра.

На втором этапе для каждого района выполняется оценка почасовой выработки электроэнергии одной ВЭУ. Расчетный период принимается из условия наличия данных о скорости ветра для всех рассматриваемых районов, что позволит в дальнейшем оценить изменчивость суммарной выработки группой ВЭС. Исходными данными для оценки почасовой выработки электроэнергии могут служить архивы наблюдений наземных метеостанций [11–12] или открытые информационные базы реанализа, например, MERRA-2 [13].

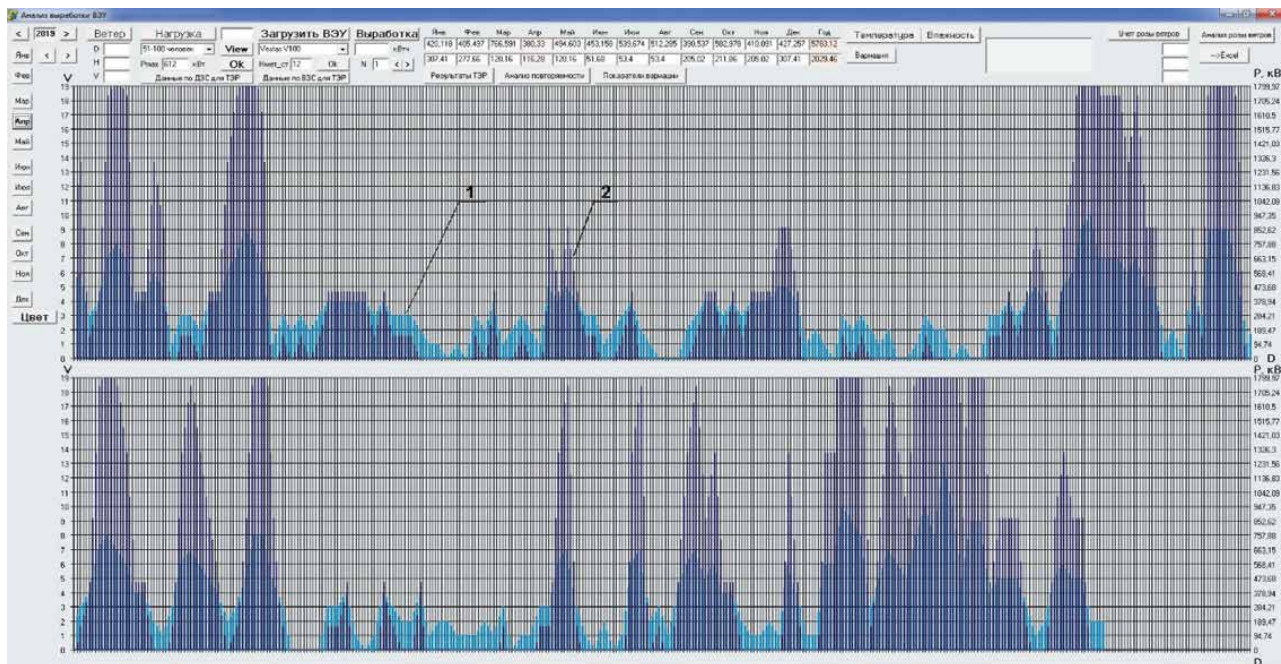


Рисунок 2. Рабочий экран программы Wind-MCA: 1 — график изменения скорости ветра на высоте ротора ВЭУ; 2 — график изменения выработки мощности ВЭУ в течение месяца

Figure 2. Screenshot of the Wind-MCA software: 1 — wind speed curve at the height of the wind turbine rotor; 2 — power generation curve of wind turbines during the month

В проведенном исследовании данные об изменении скорости ветра импортировались с помощью программы для ЭВМ Wind-MCA [12] с ресурса <https://rp5.ru>, предоставляющего статистически необработанные многолетние измерения метеостанций России (рисунок 2). Так как измерения на метеостанциях проводятся 4–8 раз в сутки, то промежуточные почасовые значения скорости ветра определялись методом интерполяции.

Расчет выработки электроэнергии ВЭУ, W , за рассматриваемый период выполняется по выражению:

$$W = \sum_{i=1}^n P(V_i), \quad (2)$$

где $P(V_i)$ — мощность ВЭУ, соответствующая скорости ветра V_i в i -ый час, кВт; n — расчетный период, ч.

Значения $P(V_i)$ определяются в программе Wind-MCA по мощностной характеристике ВЭУ (рисунок 3).

На этапе 3 оценивается изменчивость выработки мощности ВЭС в каждом районе с использованием коэффициента вариации и графика продолжительности выработки мощности (рисунок 4). Последний показывает количество часов, в течение которых ВЭС работала с мощностью, не менее рассматриваемой. Например, на рисунке 4 график показывает, что мощность более 10% от номинальной ВЭС могла вырабатывать в течение 2729 ч. Отсутствие выработки мощности ВЭС оценивается в 3239 ч. Максимальную мощность ВЭС обеспечивала в течение 63 часов.

В соответствии с рисунком 1 на четвертом этапе выполняется оптимизация количества ВЭУ в составе ВЭС различных районов с минимизацией целевой функции $F(k)$:

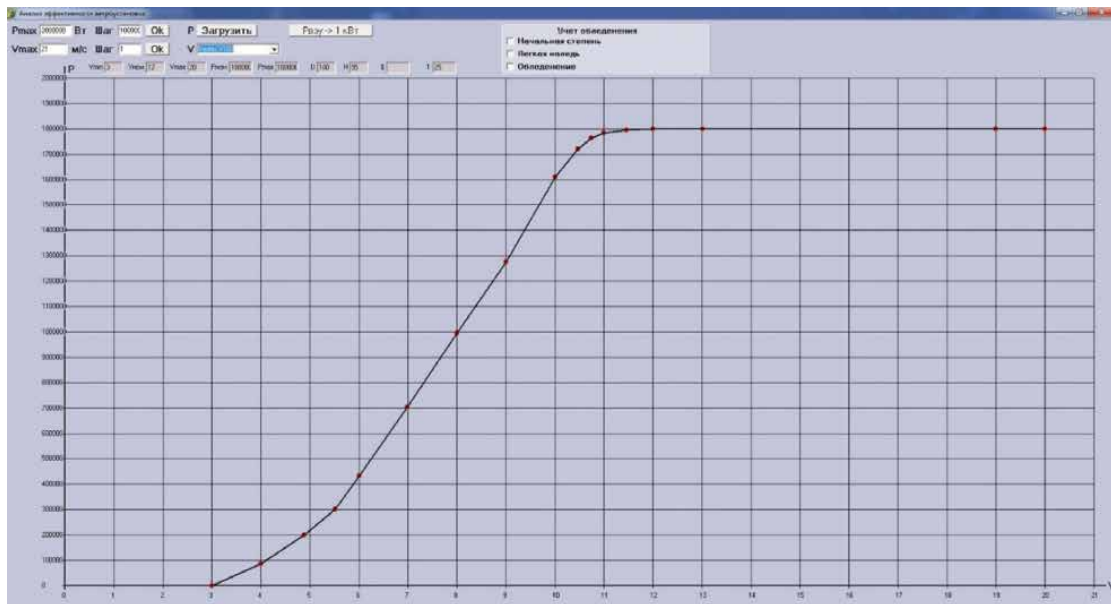


Рисунок 3. Рабочий экран программы Wind-MCA. Мощностная характеристика ВЭУ модели Vestas V100-1,8 МВт
Figure 3. Screenshot of the Wind-MCA software. Power curve of Vestas V100-1,8 MW

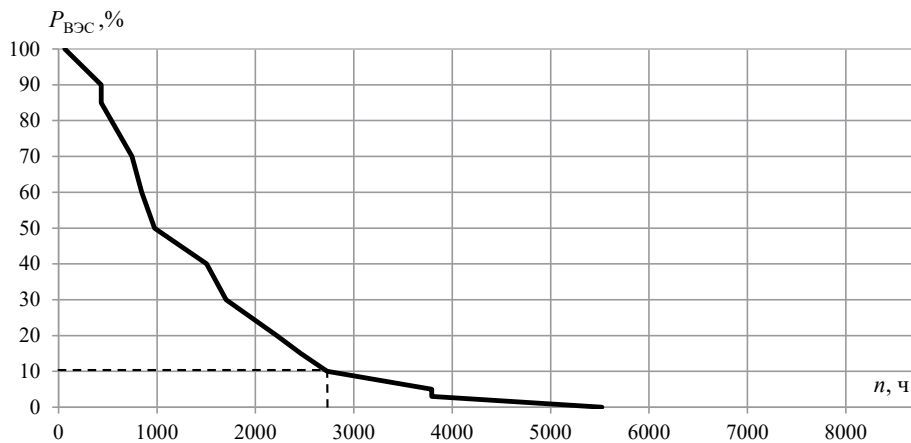


Рисунок 4. График продолжительности выработки мощности ВЭС
Figure 4. Power duration curve

$$F(k_1, k_2, \dots, k_q) = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^q k_j P(V_{ji})} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^q k_j P(V_{ji}) - \frac{1}{n} \sum_{s=1}^n \sum_{j=1}^q k_j P(V_{js}) \right)^2}{n}} \quad (3)$$

где k_j — количество ВЭУ в составе ВЭС j -го района; q — количество районов; $P(V_{ji})$ — выработка мощности ВЭУ в i -ый час в j -м районе, МВт.

Выражение (3) представляет собой коэффициент вариации мощности, вырабатываемой всеми ВЭС в рассматриваемых районах в зависимости от числа ВЭУ в их составе.

Оптимизация проводится в среде MATLAB с использованием встроенной функции генетического алгоритма [14]. Исходная для оптимизации информация о выработке мощности одной ВЭУ в каждом районе, $P(V_{ji})$, импортируется из программы Wind-MCA.

В результате оптимизации определяется количество ВЭУ в составе ВЭС каждого рассматриваемого района таким образом, чтобы обеспечивался минимум целевой функции (3).

При окончательном сравнении вариантов размещения ВЭС учитываются оценки коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС, графики продолжительности выработки мощности ВЭС.

Применение методики выбора мощности и мест распределенного размещения ВЭС

Разработанная методика применена для оценки вариантов размещения ВЭС в Забайкальском крае. Этот

регион характеризуется как малоперспективный для использования энергии ветра, при этом отдельные районы имеют относительно высокий ветропотенциал, например, районы метеостанций Акша, Улеты. Для повышения эффективности ВЭС в условиях низкой скорости ветра целесообразно рассматривать высоту башни ВЭУ более 50 м.

В соответствии с первым этапом методики (рисунок 1), проведена оценка среднегодовой скорости ветра для отдельных районов с высокой плотностью ветроэнергетического потенциала, располагающих площадками для размещения и электросетевой инфраструктурой для подключения ВЭС.

В таблице 1 представлена характеристика ветроэнергетического потенциала районов, полученная из анализа скорости ветра за период 2017–2019 гг. Дана оценка средней скорости ветра на высоте ротора ВЭУ, величины выработки электроэнергии ВЭУ, КИУМ и коэффициента вариации мощности ВЭУ.

Расчет проводился для линейки моделей ВЭУ производства компании Vestas, которая локализовала производство основных элементов — лопастей в г. Ульяновск и гондол в г. Дзержинск. Полученные оценки КИУМ и коэффициента вариации вырабатываемой мощности моделей имеют незначительные отличия. Поэтому результаты приведены для модели с наименьшей единичной мощностью — 1,8 МВт Vestas V100, с высотой башни 95 м.

Исходя из оценок КИУМ и коэффициента вариации вырабатываемой мощности, наиболее перспективные районы для размещения ВЭС — Шилкинский и Улетовский. Сретенский район был исключен из дальнейшего анализа в связи с низкой среднегодовой скоростью ветра.

На рисунке 5 представлен ситуационный план с районами потенциального размещения ВЭС, а также часть электрических сетей, которая показывает связи между районами посредством линий электропередачи клас-

Таблица 1. Характеристика ветропотенциала районов Забайкальского края

Table 1. Wind potential of the considered districts of Zabaikalsky Krai

Район District	Среднегодовая скорость ветра на высоте, м/с Average annual wind speed at altitude, m/s		Среднегодовая выработка электроэнергии ВЭУ, МВт·ч Average annual electricity generation by wind turbine, MW·h	Коэффициент использования установленной мощности, % Capacity utilization factor, %	Коэффициент вариации вырабатываемой мощности ВЭУ Coefficient of variation of the wind turbine generated power
	10 м / 10 m	95 м / 95 m			
Агинский Aginsky	2,73	4,28	2503	15,87	1,68
Акшинский Akshinsky	2,66	4,17	2423,6	15,37	1,74
Борзинский Borzinsky	2,89	4,53	2832,5	17,96	1,63
Шилкинский Shilkinsky	3,25	5,10	3455,2	21,91	1,38
Улетовский Uletovsky	2,82	4,42	3012,7	19,11	1,45
Сретенский Sretensky	2,29	3,59	1642,5	10,42	2,01

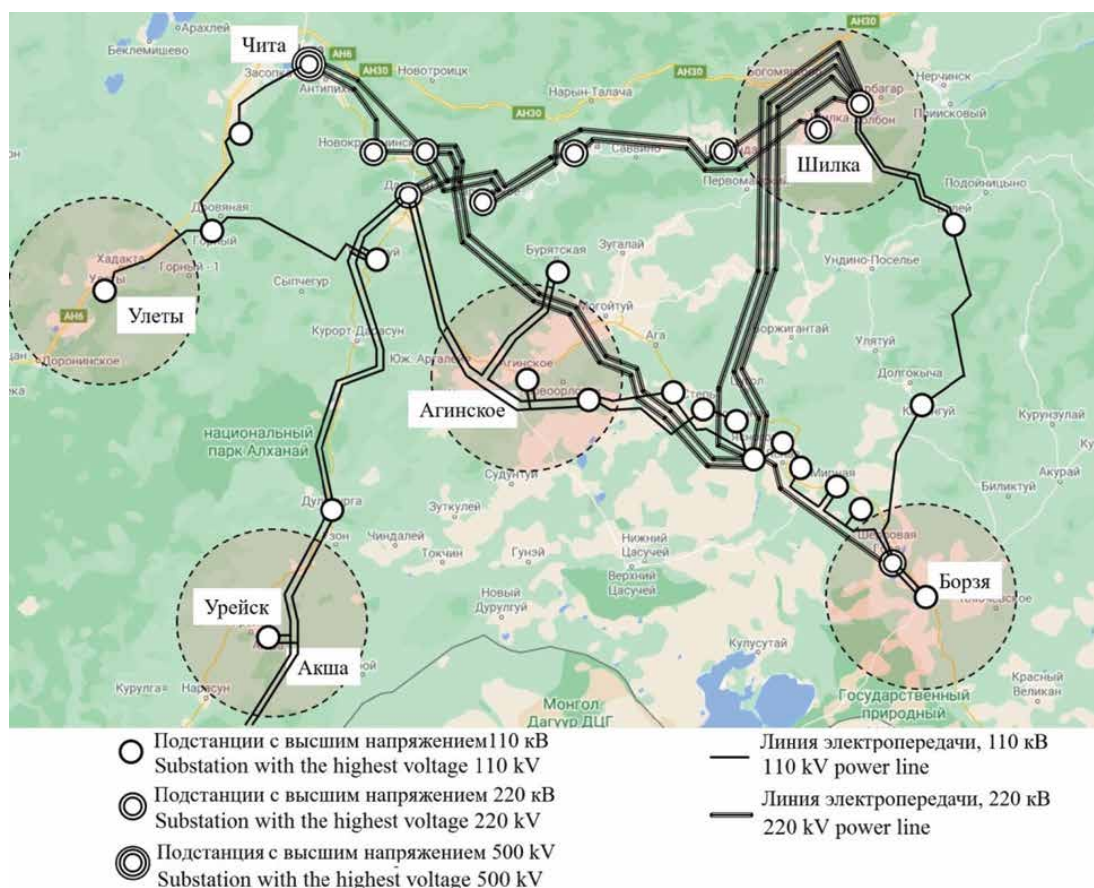


Рисунок 5. Ситуационный план с районами возможного размещения ВЭС в Забайкальском крае
Figure 5. Situational plan with areas of possible location of wind farms in the Zabaykalsky Krai

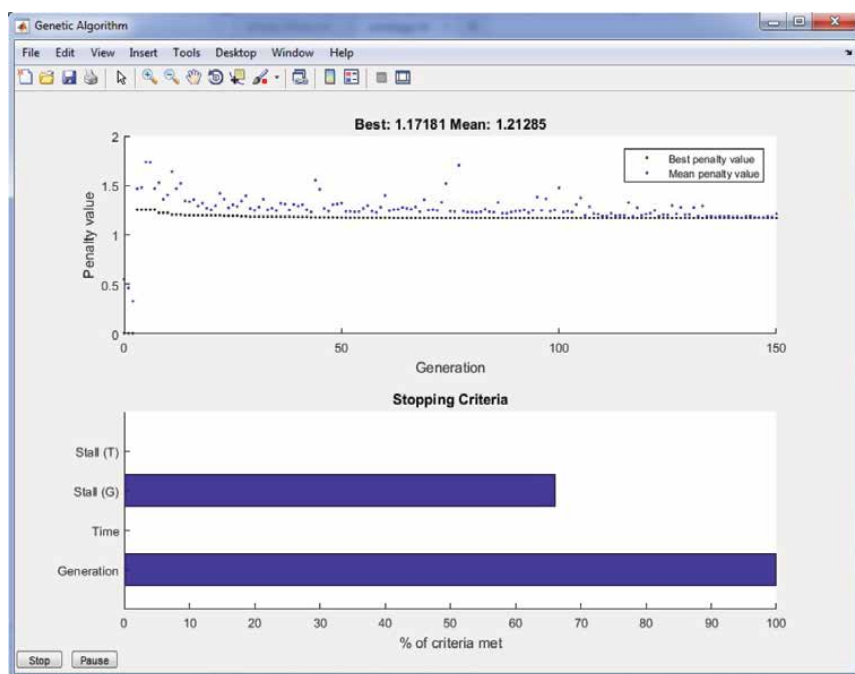


Рисунок 6. Рабочий экран MATLAB. Результат оптимизации
Figure 6. MATLAB screenshot. Optimization result

сом напряжения 110 и 220 кВ.

На рисунке 6 показан рабочий экран MATLAB с результатом оптимизации распределения пятидесяти ВЭУ

по пяти ВЭС в намеченных районах с использованием генетического алгоритма.

В таблице 2 отражены результаты оптимизации распределенного размещения ВЭС в пяти районах. Наибольшее количество ВЭУ, в соответствии с полученным оптимальным решением, должно быть установлено в составе ВЭС Улетовского и Шилкинского районов, характеризующихся наименьшим коэффициентом вариации. В Агинском и Акшинском районах размещение ВЭС нецелесообразно (таблица 1). В результате такого размещения коэффициент вариации совместной выработки мощности ВЭС снижается относительно значений при отдельном размещении. При этом также обеспечивается высокое значение КИУМ.

Дополнительно к примеру в таблице 2 приведены оценки равномерного распределения ВЭУ по ВЭС в пяти районах, а также по трем наиболее перспективным районам. Полученные результаты показывают, что эти варианты размещения менее эффективны с позиций КИУМ и коэффициента вариации вы-

Таблица 2. Результаты оптимизации распределенного размещения ВЭС

Table 2. Optimization results of distributed wind farm location

Количество ВЭУ в составе ВЭС в районах The number of wind turbines as part of a wind farm in districts					КИУМ, % Capacity utilization factor, %	Коэффициент вариации вырабатываемой мощности группой ВЭС Coefficient of variation of generated power by wind farms
Агинский Aginsky	Акшинский Akshinsky	Борзинский Borzinsky	Шилкинский Shilkinsky	Улетовский Uletovsky		
0	0	9	20	21	20,02	1,17
10	10	10	10	10	18,05	1,25
0	0	17	17	17	19,66	1,19

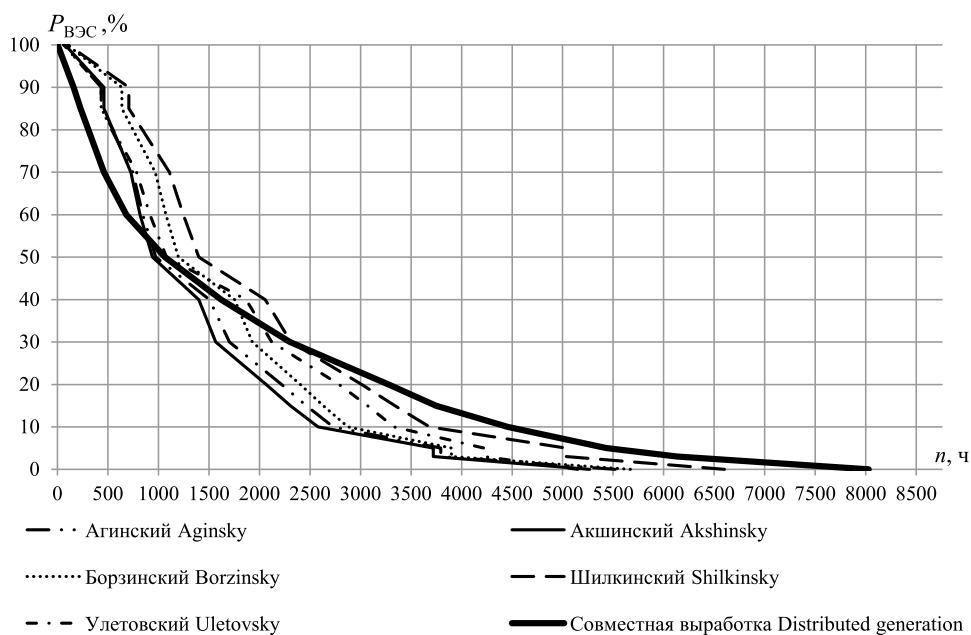


Рисунок 7. График продолжительности выработки мощности ВЭС

Figure 7. Wind farms power duration curves

Таблица 3. Оценка продолжительности выработки мощности ВЭС, ч

Table 3. Estimation of the wind farms power generation duration, h

Район размещения ВЭС Wind farm location district	Продолжительность выработки мощности на уровне не менее Duration of power generation at a level not less than				Период с отсутствием выработки Period with no power generation
	100%	85%	10%	5%	
Агинский Aginsky	63	433	2729	3793	3239
Акшинский Akshinsky	76	461	2580	3721	3492
Борзинский Borzinsky	97	638	2875	3901	3089
Шилкинский Shilkinsky	107	708	3683	5030	2158
Улетовский Uletovsky	62	433	3331	4221	3611
Распределенное размещение Distributed placement	2	229	4456	5433	731

рабатываемой мощности ВЭС.

На рисунке 7 показаны графики продолжительности выработки мощности ВЭС, полученные по данным о

скорости ветра за 2019 г.

В таблице 3 проведено сопоставление полученных графиков. При распределенном размещении ВЭС сни-

жается продолжительность периода с максимальной выработкой, однако существенно повышается продолжительность выработки малой мощности. Так, период с отсутствием выработки ВЭС снизился с 2–3,5 тысяч часов до 731 ч. График продолжительности выработки мощности при распределенном размещении ВЭС сглажен и более пологий, что говорит о возможности более точного краткосрочного прогнозирования выработки ВЭС.

С увеличением числа ВЭС, подключенных к различным точкам ЭЭС, может быть получен некоторый гарантированный уровень выработки мощности, что, в конечном итоге, позволит снизить необходимую величину резерва генерирующих мощностей в ЭЭС.

Выводы

1. В перспективе до 2024 г. в России ожидается ввод ВЭС суммарной мощностью до 3,4 ГВт. При значительной доле ВЭС в покрытии нагрузки ЭЭС стохастический характер генерации может повлиять на динамическую устойчивость системы. Для покрытия возможных внезапных колебаний мощности ВЭС требуется увеличение резерва мощности ЭЭС на величину, соизмеримую с мощностью ВЭС. С целью снижения колебаний мощности целесообразно на этапе проектирования предусмотреть распределенное размещение ВЭС.

2. Предложена методика распределенного размещения ВЭС на основе генетического алгоритма с использованием данных многолетних наблюдений метеостанций. В качестве целевой функции используется коэффициент вариации вырабатываемой мощности группой ВЭС. Проведенный анализ вариантов размещения ВЭС в Забайкальском крае показал, что методика обеспечивает получение решения с минимальным коэффициентом вариации вырабатываемой мощности ВЭС и высоким КИУМ.

3. Анализ графиков продолжительности мощности ВЭС показывает существенное увеличение продолжительности их работы в течение года при распределенном размещении ВЭС. Увеличение количества ВЭС, подключенных к различным точкам энергосистемы позволит получить некоторый гарантированный уровень выработки ВЭС и снизить необходимую величину резерва мощности в системе.

Список использованных источников

1. Thilekha M.H.T.T. et al., Impact of Large-Scale Wind and Solar Power Integration on Operating Reserve Requirements of an Islanded Power System, 2018 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon), Moratuwa 2018; 589–594. doi: 10.1109/MERCon.2018.8421919.
2. Xia S., Zhang Q., Hussain S., Hong B., Zou W., Impacts of Integration of Wind Farms on Power System Transient Stability. Applied Sciences 2018; 8(8):1289. doi: 10.3390/app8081289
3. Sohn A. P., Salles M.B.d.C., Alberto L.F.C. Transient Stability of Power Systems Under High Penetrations of Wind Power Generation. Journal of Control, Automation and Electrical Systems 2019;

30:1116–1125. doi: <https://doi.org/10.1007/s40313-019-00527-1>

4. Benzohra O., Echcharqaouy S.S., Fraija F., Saifaoui D. Integrating Wind Energy into the Power Grid: Impact and Solutions, Materials Today: Proceedings 2020; 30(4): 987–992. doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.363>

5. Rahmann C., Heinemann A., Torres R., Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic-dynamic approaches. IET Generation, Transmission & Distribution 2016; 10(2):366. doi: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0538>

6. Malvaldi A., Weiss S., Infield D., Browell J., Leahy P., Foley A. M. A spatial and temporal correlation analysis of aggregate wind power in an ideally interconnected Europe. Wind Energy 2017; 20: 1315–1329. doi: 10.1002/we.2095.

7. Handschy M. A., Rose S., Apt J., Is it always windy somewhere? Occurrence of low-wind-power events over large areas, Renewable Energy 2017; 101: 1124–1130. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.004>

8. Ren G., Wan J., Liu J., Yu D. Assessing temporal variability of wind resources in China and the spatial correlation of wind power in the selected regions. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2020; 12:013302. <https://doi.org/10.1063/1.5129290>

9. Pearre N. S., Swan L. G., Spatial and geographic heterogeneity of wind turbine farms for temporally decoupled power output, Energy 2018; 145: 417–429. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.019>

10. Muzhikyan A., Farid A. M., Mezher T., The impact of wind power geographical smoothing on operating reserve requirements. American Control Conference (ACC) / Boston, MA 2016; 5891–5896. doi: 10.1109/ACC.2016.7526593.

11. Карамов Д. Н. Формирование исходных метеорологических массивов с использованием многолетних рядов FM 12 SYNOP и METAR в системных энергетических исследованиях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов 2018; 329(1): 69–88.

12. Shakirov V. Methodical approach to the estimation of possible energy production by wind and solar power plants using weather station data. E3S Web Conference 2019; 77:02008. doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702008>

13. Carvalho D. An Assessment of NASA's GMAO MERRA-2 Reanalysis Surface Winds, Journal of Climate 2019; 32(23): 8261–8281. doi: <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-19-0199.1>

14. Katoch S., Chauhan S. S., Kumar V. A review on genetic algorithm: past, present, and future. Multimedia Tools and Applications 2020. doi: <https://doi.org/10.1007/s11042-020-10139-6>

References

1. Thilekha M.H.T.T. et al., Impact of Large-Scale Wind and Solar Power Integration on Operating Reserve Requirements of an Islanded Power System, 2018 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon), Moratuwa 2018; 589–594. doi: 10.1109/MERCon.2018.8421919.
2. Xia S., Zhang Q., Hussain S., Hong B., Zou W., Impacts of Integration of Wind Farms on Power System Transient Stability. Applied Sciences 2018; 8(8): 1289. doi: 10.3390/app8081289
3. Sohn A. P., Salles M.B.d.C., Alberto L.F.C. Transient Stability of Power Systems Under High Penetrations of Wind Power Generation. Journal of Control, Automation and Electrical Systems 2019; 30: 1116–1125. doi: <https://doi.org/10.1007/s40313-019-00527-1>

4. Benzohra O., Echcharqaouy S. S., Fraija F., Saifaoui D. Integrating Wind Energy into the Power Grid: Impact and Solutions, *Materials Today: Proceedings* 2020; 30(4): 987–992. doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.363>
5. Rahmann C., Heinemann A., Torres R., Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic-dynamic approaches. *IET Generation, Transmission & Distribution* 2016; 10(2): 366. doi: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0538>
6. Malvaldi A., Weiss S., Infield D., Browell J., Leahy P., Foley A. M. A spatial and temporal correlation analysis of aggregate wind power in an ideally interconnected Europe. *Wind Energy* 2017; 20: 1315–1329. doi: 10.1002/we.2095.
7. Handschy M. A., Rose S., Apt J., Is it always windy somewhere? Occurrence of low-wind-power events over large areas, *Renewable Energy* 2017; 101: 1124–1130. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.004>
8. Ren G., Wan J., Liu J., Yu D. Assessing temporal variability of wind resources in China and the spatial correlation of wind power in the selected regions. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2020; 12:013302. <https://doi.org/10.1063/1.5129290>
9. Pearre N. S., Swan L. G., Spatial and geographic heterogeneity of wind turbine farms for temporally decoupled power output, *Energy* 2018; 145: 417–429. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.019>
10. Muzhikyan A., Farid A. M., Mezher T., The impact of wind power geographical smoothing on operating reserve requirements. *American Control Conference (ACC) / Boston, MA* 2016; 5891–5896. doi: 10.1109/ACC.2016.7526593.
11. Karamov D. N. Formation of initial meteorological arrays using long-term series FM 12 SYNOP AND METAR in system energy studies. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering* 2018; 329 (1): 69–88. (In Russ.).
12. Shakirov V. Methodical approach to the estimation of possible energy production by wind and solar power plants using weather station data. *E3S Web Conference* 2019; 77: 02008. doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702008>
13. Carvalho D. An Assessment of NASA's GMAO MERRA-2 Reanalysis Surface Winds, *Journal of Climate* 2019; 32(23): 8261-8281. doi: <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-19-0199.1>
14. Katoch S., Chauhan S. S., Kumar V. A review on genetic algorithm: past, present, and future. *Multimedia Tools and Applications* 2020. doi: <https://doi.org/10.1007/s11042-020-10139-6>

