

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2021-1-21-31

Расстановка ветровых электростанций в электроэнергетической системе

О.Ю. Сигитов, Н.Ш. Чемборисова

Специфические условия работы ветровых электростанций требуют особого подхода к широкому комплексу вопросов: расчету параметров, характеризующих влияние работы ветровых электростанций на режим работы электроэнергетической системы, и эффективному практическому представлению результатов, рассчитанных в течение длительного периода времени. Таким образом, цель исследований — формулирование метода расстановки системы ветровых электростанций в электроэнергетической системе (ЭЭС).

Для достижения поставленной цели необходимо провести оценку влияния ветровых электростанций на основные параметры режима работы ЭЭС. Используются методы статистической обработки больших баз данных, методы оптимизации, а также численные методы. Вычислительные эксперименты проведены в программно-вычислительном комплексе Microsoft Office Excel. Результаты исследований позволили получить критерии, на основании которых можно определить наиболее подходящие места установки ветровых электростанций, например, при снижении колебания графика генерации ЭЭС. Кроме того, по значениям выявленных показателей оценивается возможность регулирования существующих традиционных электростанций и определяются мероприятия для повышения диапазона регулирования. Чем больше установленная мощность ветровых электростанций, тем значительнее влияние, однако его отрицательная составляющая снижается при работе множества ветровых электростанций в составе энергосистемы.

Разработанный метод позволяет выбрать наиболее рациональные узлы ЭЭС при помощи выявленных критериев на этапе проектирования при определении мест установки ветровых электростанций. Таким образом, проведенные исследования определяют простой и практически применимый подход к определению наиболее оптимальных площадок для размещения ветровых электростанций.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, ветровые электростанции, коэффициент неравномерности графика нагрузки, базисная мощность.

Для цитирования: Сигитов О.Ю., Чемборисова Н.Ш. Расстановка ветровых электростанций в электроэнергетической системе // Вестник МЭИ. 2021. № 1. С. 21—31. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-1-21-31.

Wind Farms Placement in an Electric Power System

O.Yu. Sigitov, N.Sh. Chemborisova

Specific conditions of wind farms operation require special treatment of the wide range of aspects, in particular, calculation of the parameters characterizing the influence of wind farms on the power system operation regime and efficient practical representation of data calculated for a long period of time. The aim of the study is to formulate a method for placing the totality of wind farms in the electric power system (EPS). To this end, it is necessary to estimate the influence of wind farms on the EPS operation regime main parameters. For carrying out the study, methods for statistical processing of big databases, optimization methods, and numerical methods were used. Computational experiments were carried out in the Microsoft Office Excel software package. Based on the study results, criteria have been obtained using which it is possible to determine the most suitable places for the installation of wind farms, for example, to reduce the fluctuations in the EPS generation schedule. In addition, the values of the revealed indicators are used to evaluate the possibility of controlling the existing conventional power plants and identify measures for widening the adjustment range. The larger the capacity of wind farms, the more significant their influence is; however, the negative component of this influence decreases if many wind farms operate in the power system.

By using the developed method, the most rational nodes of the EPC can be selected using the identified criteria at the design stage in determining the wind farms installation places. The accomplished studies have yielded a simple and practically applicable approach to determining the most optimal wind farm placement sites.

Key words: electric power systems, wind farms, load curve irregularity factor, base power.

For citation: Sigitov O.Yu., Chemborisova N.Sh. Wind Farms Placement in an Electric Power System. Bulletin of MPEI. 2021;1: 21—31. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2021-1-21-31.

Состояние развития возобновляемых источников энергии в Российской Федерации

В соответствии с основными направлениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на период до 2024 г., утвержденными распоря-

жением Правительства РФ №1-р от 08.01.2009, в настоящее время обозначены две цели развития возобновляемой энергетики [1]:

— увеличение объема производства и потребления электрической энергии с использованием ВИЭ к 2024 г. до 4,5%;

— локализация производства оборудования основного или вспомогательного генерирующего оборудова-

ния, применяемого при производстве электроэнергии с использованием ВИЭ.

В рамках первой цели за период с 2013 по 2019 гг. отобран суммарно 221 проект ВИЭ. Из них 105 проектов строительства ветровых электростанций (ВЭС) суммарной установленной мощностью 3,4 ГВт [2]. Объекты ВЭС преимущественно располагаются в ОЭС Юга. Ввод в эксплуатацию запланирован до 2024 г.

Таким образом, программа поддержки ВИЭ создала условия для привлечения крупных финансовых и промышленных инвесторов в энергетический сектор, в частности, в ветроэнергетику.

Постановка задачи

На начальный этап развития ВЭС в Российской Федерации возложена задача определения баланса между традиционной генерацией и ВЭС. Для этого необходимо решить проблему эффективного технико-экономического расположения объектов ВЭС в электроэнергетической системе (ЭЭС).

Предлагаемый метод расстановки системы ветровых электростанций является верным, поскольку учитывает режимы работы ЭЭС. При его разработке приняты во внимание следующие положения:

— наблюдается отсутствие российских рекомендаций по выбору мест установки системы ветровых электростанций, в связи с чем возникают трудности при формулировании критериев выбора мест установки ВЭС, учитывающих не только климатические характеристики, но и изменения в режиме работы ЭЭС;

— в зарубежной литературе экспертами отмечено отсутствие однозначных и простых правил для определения подходящих мест установки ВЭС, зачастую даются рекомендации, на основании которых собственник разрабатывает проект [3 — 5];

— помимо очевидных критериев выбора места установки ВЭС, таких как среднегодовая скорость ветра и пропускная способность существующей электрической сети, необходимо проанализировать влияния на режимный график генерации ЭЭС, а именно, его неравномерность, обусловленную колебаниями генерации ВЭС.

Методы решения и допущения в вопросах диспетчерского управления электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями

Для оценки степени влияния стохастического характера генерации ветровых электростанций на режим работы электроэнергетической системы, а также выбора наиболее перспективных мест установки ВЭС следует выполнить ветроэнергетические расчеты. В [6] описаны способы по оценке климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов для наиболее рационального размещения и проектирования

ветроэнергетических установок. Из перечисленных в [6, 7] характеристик для выбора перспективных мест установки ВЭС интересны следующие:

— мощностные характеристики ветроэнергетических установок (ВЭУ);

— повторяемость и средняя скорость ветра;

— коэффициент использования установленной мощности.

Дополнительно к перечисленным характеристикам предложено рассчитать следующие параметры:

— коэффициенты неравномерности графиков генерации ВЭС и ЭЭС;

— продолжительность непрерывной выработки;

— базисную мощность.

В работе использованы термины:

● система ветровых электростанций — система ветровых электростанций и/или ветроэнергетических установок, находящихся на удаленном расстоянии друг от друга и подключенных к электроэнергетической системе и/или узлу нагрузки.

● удаленное расстояние — расстояние между ветровыми электростанциями и/или ветроэнергетическими установками, при котором временные графики скорости ветра существенно различаются.

Мощностные характеристики ветроэнергетических установок.

Производимая мощность ВЭУ в зависимости от скорости ветра определяется мощностной характеристикой $P(V)$ (P — вырабатываемая активная мощность ВЭУ, МВт; V — скорость ветра на высоте ротора ВЭУ, м/с).

Производители ВЭУ дают мощностную характеристику производимых установок с приведением основных параметров:

— минимальной рабочей скорости ветра, при которой начинается выработка электрической энергии;

— номинальной или расчетной рабочей скорости ветра;

— максимальной рабочей скорости ветра, при которой происходят отключение ВЭУ от сети и ее разворот.

На рисунке 1 представлены графические характеристики моделей ВЭУ немецкой компании Enercon [8].

Расчеты годовой выработки электроэнергии следует проводить с различными типами ВЭУ. Выбор установок с максимальной установленной мощностью не означает максимальную годовую выработку, так как в большей степени она определяется повторяемостью скорости ветра в диапазонах минимальной, номинальной и максимальной скоростей в течение года. Графически это выглядит как наложение двух графиков: мощностной характеристики ВЭУ и повторяемости скорости ветра.

Повторяемость скорости ветра.

Расчет повторяемости скорости ветра необходим для выбора установленной мощности ВЭУ. Она опре-

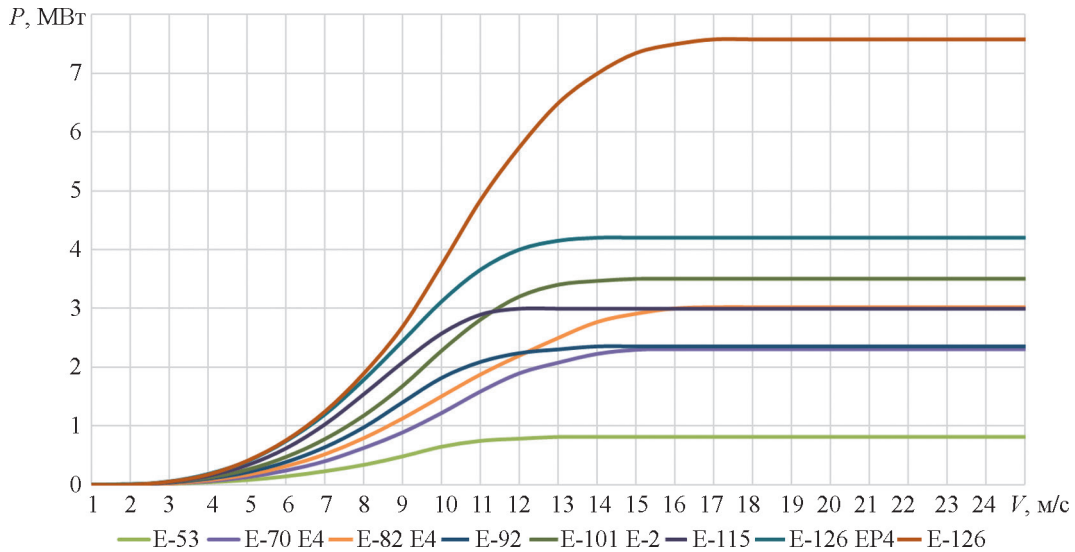


Рис. 1. Мощностные характеристики ВЭУ компании Enercon

деляет продолжительность скорости ветра в течение рассматриваемого периода времени:

$$\Pi_v = \frac{m}{n} 100\%,$$

где m, n — количество замеров определенного значения и общее количество замеров скорости ветра в течение рассматриваемого периода времени;

На графике рис. 2 изображены повторяемость скорости ветра и мощностные характеристики ВЭУ, демонстрирующие повторяемость рабочих областей работы ВЭУ.

Таким образом, рациональный подход к определению номинальной мощности ВЭУ в зависимости от повторяемости скорости ветра дает повышенный ко-

эффициент использования установленной мощности (КИУМ).

Средняя скорость ветра. Коэффициент использования установленной мощности.

Средняя скорость ветра определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда замеров, сделанных через равные промежутки времени в течение рассматриваемого периода [7]:

$$V_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n},$$

где V_{cp} — средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени (минуты, часы, сутки, недели, месяцы, годы), м/с; V_i — скорость ветра в ряде замеров, м/с; n — общее количество замеров.

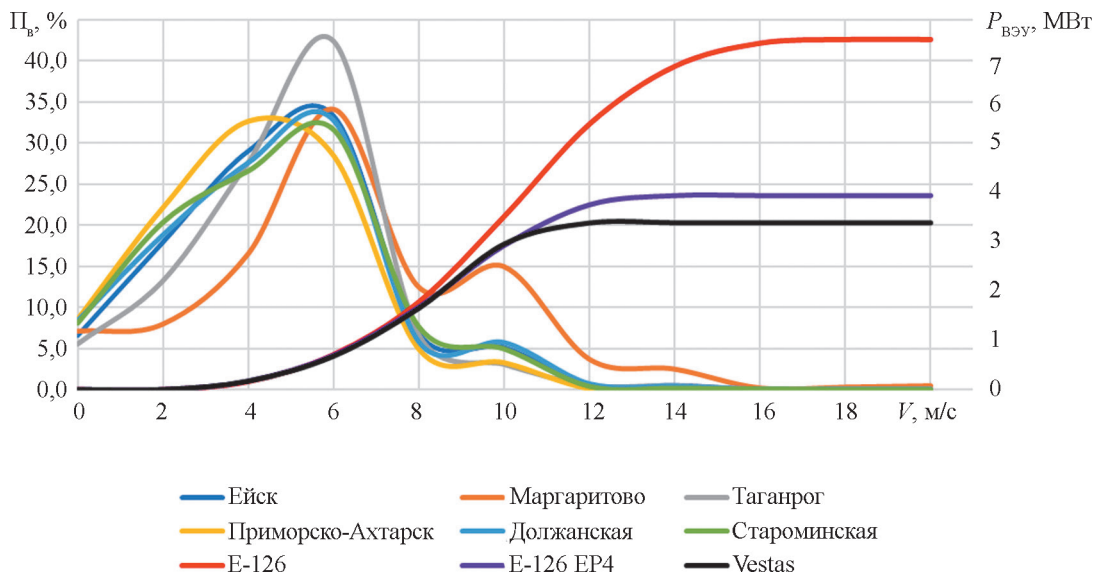


Рис. 2. Повторяемость скорости ветра в течение 2018 г. и мощностные характеристики ВЭУ компании Enercon

При оценке ветроэнергетического потенциала следует ориентироваться не на среднюю скорость ветра, а на выработку электроэнергии в течение анализируемого периода времени. Это связано с мощностной характеристикой ветроэнергетической установки.

В таблицах 1, 2 приведены возможные варианты выработки электроэнергии при разных значениях среднесуточной скорости ветра (суточная выработка электроэнергии может оказаться в два раза больше при меньшей (в два раза) величине среднесуточной скорости ветра.)

Следовательно, первоначально необходимо определить наиболее перспективные места установки ВЭС, основываясь на максимальной годовой выработке электрической энергии в исследуемом месте с применением ВЭУ, обеспечивающей наибольший КИУМ.

КИУМ выглядит как отношение фактической выработки к выработке при использовании всей установленной мощности в течение рассматриваемого периода времени, т. е. теоретической выработке:

$$\text{КИУМ} = (\mathcal{E}_{\text{факт}} / \mathcal{E}_{\text{теор}}) 100\%,$$

где $\mathcal{E}_{\text{факт}}$, $\mathcal{E}_{\text{теор}}$ — фактическая и теоретическая годовые выработки ВЭС при использовании 100% установленной мощности, МВт·ч.

Коэффициент неравномерности графика генерации ветроэнергетических установок.

Коэффициент неравномерности служит для анализа колебаний (неравномерности) графика генерации ВЭС в течение заданного периода времени. По его значениям в течение года можно оценить возможность регулирования существующих традиционных электростанций и определить мероприятия для повышения их диапазона регулирования. Он делится на суточный и динамический.

Динамический коэффициент неравномерности показывает изменение графика генерации между соседними замерами:

$$K_{\text{н.дин}} = P_n / P_{n+1},$$

где P_n , P_{n+1} — мощности ВЭС, соответствующие измерениям n и $n + 1$.

При этом $K_{\text{н.дин}}$ выглядит как отношение минимального и максимального значений между P_n и P_{n+1} .

Динамический коэффициент неравномерности эффективен только для анализа изменения генерации ВЭС в задачах краткосрочного прогнозирования.

Суточный коэффициент неравномерности демонстрирует изменение графика генерации ВЭС в течение суток:

$$K_{\text{н.сут}} = P_{\text{мин}} / P_{\text{макс}},$$

где $P_{\text{мин}}$, $P_{\text{макс}}$ — минимальная и максимальная мощности ВЭС в течение суток.

Суточный коэффициент неравномерности работает при выборе состава включенного генерирующего оборудования регулирующих станций на сутки вперед.

Коэффициент неравномерности графика генерации электроэнергетической системы.

Для изучения влияния на режим работы традиционных электростанций следует рассчитать коэффициент неравномерности графика генерации ЭЭС.

Годовой график нагрузки ЭЭС имеет свои характерные особенности максимумов и минимумов. По ежемесячным данным потребления электроэнергии за 2018 г. из [9] построен график для ОЭС Юга (рис. 3).

Коэффициенты неравномерности графика в течение суток для характерных годовых максимумов и минимумов представлены в табл. 3.

Проанализировать влияние ВЭС на диспетчерский график генерации ЭЭС можно посредством изменения

Таблица 1

Среднесуточная скорость ветра и выработка электроэнергии (случай 1)

Время, час	0:00	3:00	6:00	9:00	12:00	15:00	18:00	21:00
Скорость ветра, м/с	3	3	4	3	5	4	5	5
Мощность, МВт	0,037	0,037	0,116	0,037	0,253	0,116	0,253	0,253
Среднесуточная скорость, м/с	4	—						
Суточная выработка электроэнергии, МВт·ч	3,306	—						

Таблица 2

Среднесуточная скорость ветра и выработка электроэнергии (случай 2)

Время, час	0:00	3:00	6:00	9:00	12:00	15:00	18:00	21:00
Скорость ветра, м/с	1	1	1	1	10	1	1	1
Мощность, МВт	0	0	0	0	2,28	0	0	0
Среднесуточная скорость, м/с	2,10	—						
Суточная выработка электроэнергии, МВт·ч	6,84	—						

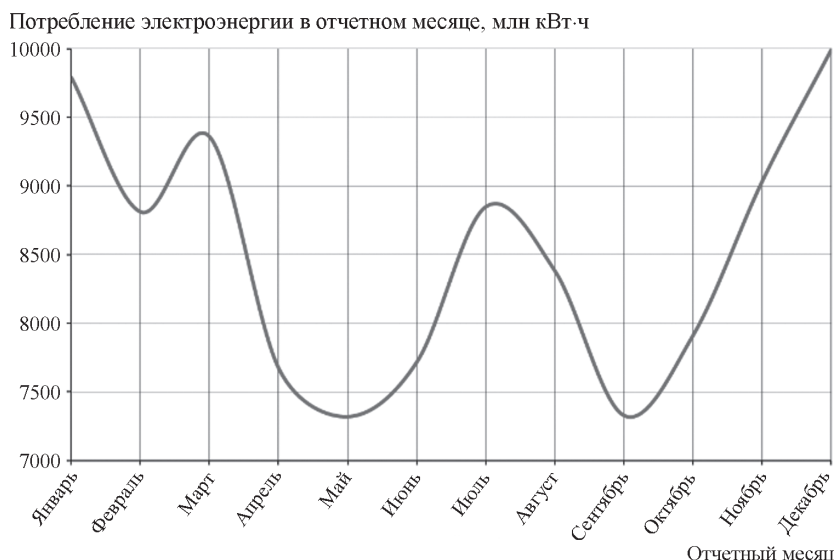


Рис. 3. Годовой график нагрузки ОЭС Юга за 2018 г.

Таблица 3

Коэффициенты неравномерности в течение суток

Время, сут.	Коэффициент неравномерности
1 февраля 2018 г.	0,75
1 марта 2018 г.	0,73
1 мая 2018 г.	0,73
1 июля 2018 г.	0,66
1 сентября 2018 г.	0,70
31 декабря 2018 г.	0,75

суточного коэффициента неравномерности при работе только традиционных электростанций и функционировании традиционных и ветровых электростанций при полном соответствии прогнозной выработки ВЭС.

Для дальнейших расчетов принято допущение, что расчет проходит по графику потребления ОЭС Юга в течение 2018 г. с нагрузкой:

15 января — 15 февраля (нагрузка соответствует 1 февраля);

15 февраля — 15 марта (нагрузка соответствует 1 марта);

15 марта — 15 июня (нагрузка соответствует 1 мая);

15 июня — 15 августа (нагрузка соответствует 1 июля);

15 августа — 15 октября (нагрузка соответствует 1 сентября);

15 октября — 15 января (нагрузка соответствует 31 декабря).

Допущение принято в связи с трудностями получения подробной информации о нагрузке по каждому дню и в целом не привносит существенной погрешности в расчеты, поскольку характер суточного графика изо дня в день меняется незначительно.

$$\Delta K_{нсут} = 100 \left(1 - \frac{\min(K_{т.э}; K_{т.э.+ВЭС})}{\max(K_{т.э}; K_{т.э.+ВЭС})} \right);$$

$$K_{т.э} = \frac{P_{нг\ min}}{P_{нг\ max}};$$

$$K_{т.э.+ВЭС} = \frac{P_{нг\ min} - P_{ВЭС}}{P_{нг\ max} - P_{ВЭС}},$$

где $\Delta K_{нсут}$ — изменение суточного коэффициента неравномерности, %; $\min(K_{т.э}; K_{т.э.+ВЭС})$, $\max(K_{т.э}; K_{т.э.+ВЭС})$ — минимальное и максимальное значения коэффициента неравномерности при работе только традиционных или традиционных и ветровых электростанций, о. е.; $K_{т.э}$, $K_{т.э.+ВЭС}$ — суточные коэффициенты неравномерности работы традиционных и традиционных и ветровых электростанций, о. е.; $P_{нг\ min}$, $P_{нг\ max}$ — минимальное и максимальное значения нагрузки, МВт; $P_{ВЭС}$ — активная мощность системы ВЭС, МВт.

Продолжительность непрерывной выработки.

Продолжительность непрерывной выработки (количество часов с нулевой выработкой ВЭС) в большей степени необходима в вопросах диспетчерского управления для корректировки графика генерации, т. е. загрузки генерирующего оборудования традиционных электростанций и временной остановки работы объектов электроэнергетики, осуществляемой в целях проведения комплекса технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление исправного состояния указанных объектов.

Вместе с тем, количество часов с нулевой выработкой ВЭС должно сопоставляться с требованиями законодательства Российской Федерации о продолжительности отключения потребителей электрической энергии. Постановлением Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 (ред. от 22.06.2019) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и

(или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» установлена продолжительность отключения для трех категорий потребителей [10].

Количество часов с нулевой выработкой ВЭС включает в себя определение в течение года непрерывной продолжительности нулевой выработки и количество таких случаев:

$$N_i = (z_i/T)100\%,$$

где z_i — количество случаев непрерывной нулевой выработки в течение рассматриваемого периода времени T .

Базисная мощность.

При достаточной достоверности прогноза можно обеспечить базисную (гарантированную) мощность ВЭС. В настоящее время наиболее точные прогнозы скорости ветра составляются на сутки вперед. Исходя из результатов прохождения 2018 г. в Российском дивизионе «Фортум» по ВЭС удалось достичь среднего значения почасовых отклонений от графика нагрузки в течение года не выше 10% от $P_{\text{уст}}$ [11]. При этом, согласно приложению № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений», для объектов ВИЭ допустимый (без санкций к оплате) диапазон отклонений от диспетчерского графика составляет 10% [12].

Базисная мощность ВЭС:

- снижает резервную мощность регулирования традиционных электростанций;
- позволяет проводить краткосрочные ремонты и/или переключения в течение суток в ЭЭС.

Ремонты оборудования традиционных электростанций сопровождаются выводом из работы значительной величины мощности. Их сроки сильно варьируются (от нескольких часов, дней, недель, месяцев). В силу большой погрешности прогноза более чем на сутки вперед учет базисной мощности при проведении ремонтных работ на традиционных электростанциях нецелесообразен. Однако проблему долгосрочных ремонтов можно рассмотреть и с другой стороны. Так, для системы, состоящей из большого количества объектов ВЭС, ремонт одной или нескольких ВЭУ не отразится на изменении баланса мощности ЭЭС, вследствие малой установленной мощности одной единицы ВЭУ. Более того, полная замена ВЭУ в случае установки на уже готовый фундамент осуществляется за несколько дней.

Базисная мощность определяется как минимальная непрерывная величина мощности всей системы ВЭС в течение суток, т. е., если в ряде измерений скорости ветра в течение суток хотя бы одно измерение равно нулю, то базисная мощность принимается нулевой в течение суток:

$$P_{\text{баз. ВЭС}} = \frac{\min(P_1, P_2, P_3, \dots, P_i)}{P_{\text{уст}}},$$

где $P_{\text{баз. ВЭС}}$ — базисная (гарантированная) мощность системы ВЭС, о. е.; $\min(P_1, P_2, P_3, \dots, P_i)$ — минимальное значение мощности в течение суток, $P_1, P_2, P_3, \dots, P_i \geq 0$, МВт; $P_{\text{уст}}$ — установленная мощность всей системы ВЭС, МВт.

Для наиболее надежного учета базисной мощности учитывается погрешность прогноза:

$$P_{\text{баз. ВЭС}} = \left[\min(P_1, P_2, P_3, \dots, P_i) \left(1 - \frac{X}{100} \right) \right] / P_{\text{уст}},$$

где X — величина погрешности прогноза, равная 10%.

Таким образом, при анализе ЭЭС, содержащих большой процент установленной мощности ВЭС, возникают проблемы с колебаниями графика генерации. Анализ колебаний графика генерации ВЭС необходим для оценивания возможностей работы ЭЭС в задачах диспетчерского управления и планирования режимов работы ЭЭС.

Результаты расчетов

Результаты расчетов представлены на основании трехчасовых измерений по средней скорости ветра, полученной за двухминутный период на высоте 10...12 м, за 2018 г., приведенных в [13] для следующих населенных пунктов: Ейск, Маргаритово, Таганрог, Приморско-Ахтарск, Должанская, Староминская.

Система состоит из шести ВЭС установленной мощностью 520 МВт, расположенных в соответствующих населенных пунктах (установленная мощность одной ВЭУ — 3,6 МВт). Для доказательства преимуществ размещения системы ВЭС показаны результаты для случая размещения одной ВЭС мощностью 3,1 ГВт в г. Ейск.

Данные приведены для системы ОЭС Юга с максимумом потребления 15 ГВт и установленной мощностью системы ВЭС — 3,1 ГВт (около 20% от максимума потребления).

Итоги расчетов КИУМ для двух случаев продемонстрированы на рис. 4, 5.

В первом случае у системы ВЭС годовой КИУМ — 20,3%, а годовая выработка — 5553929,229 МВт·ч. Во втором случае годовой КИУМ составляет 33,4%, а годовая выработка — 9123755,548 МВт·ч. Во втором случае годовая выработка почти на 40% больше, чем в первом, однако на практике реализовать ВЭС мощностью 3,1 ГВт на одном месте затруднительно.

Результаты расчетов динамического и суточного коэффициентов неравномерности, изображенные на рис. 6, 7, показывают, что в динамике график генерации ВЭС сильно меняется (как на 100% от установленной мощности, так и незначительно), что, в свою очередь, частично сглаживается расширением системы ВЭС.

На рисунках 8, 9 дано изменение коэффициента неравномерности графика нагрузки ЭЭС в течение суток за 2018 г. при самостоятельной работе только традиционных электростанций и совместной традиционных и системы ветровых электростанций.

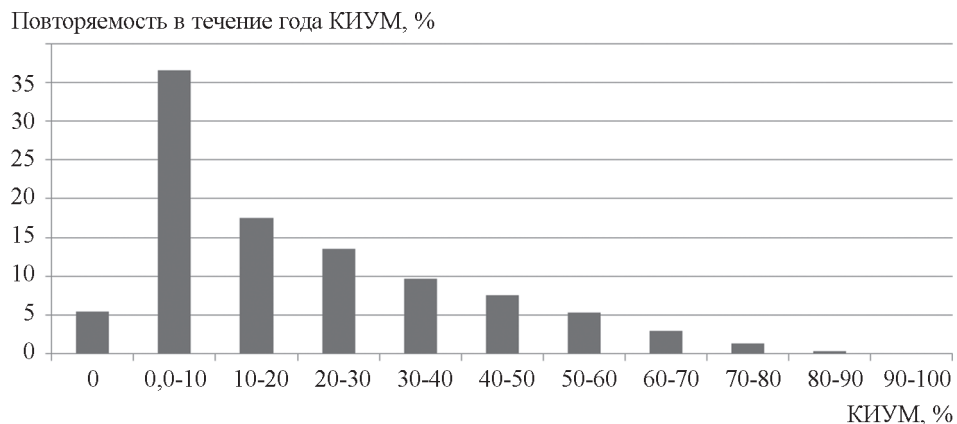


Рис. 4. Повторяемость КИУМ системы ВЭС в течение 2018 г.

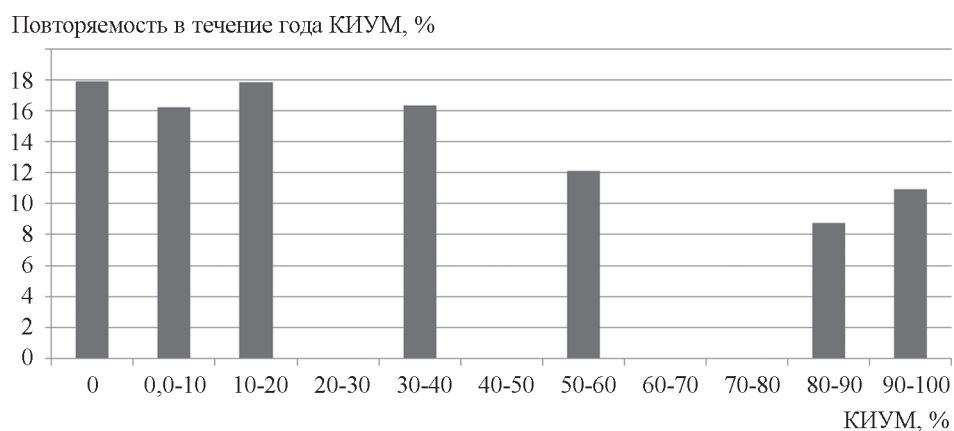


Рис. 5. Повторяемость КИУМ одной ВЭС в 2018 г.

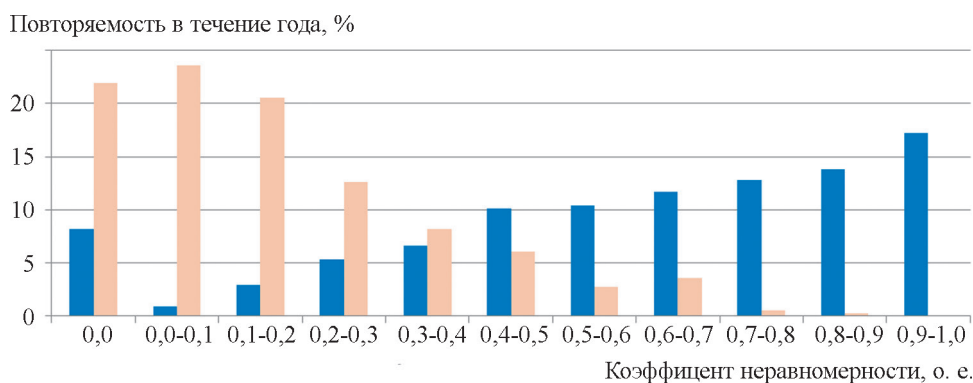


Рис. 6. Повторяемость суточного и динамического коэффициентов неравномерности системы ВЭС в течение 2018 г.

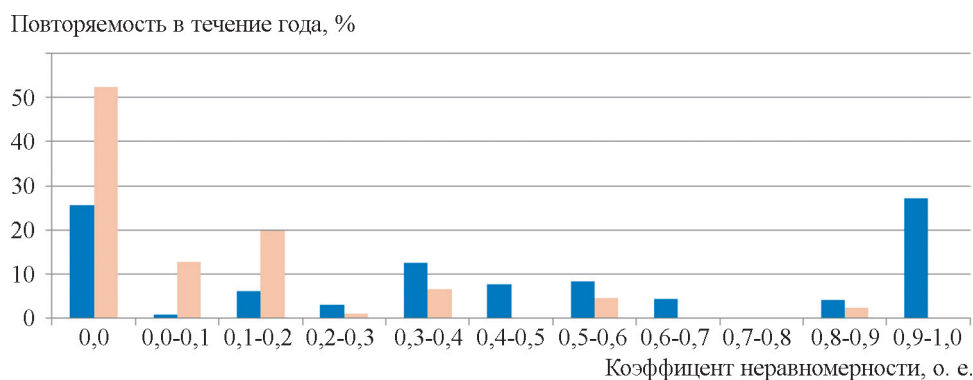


Рис. 7. Повторяемость суточного и динамического коэффициентов неравномерности одной ВЭС в течение 2018 г.

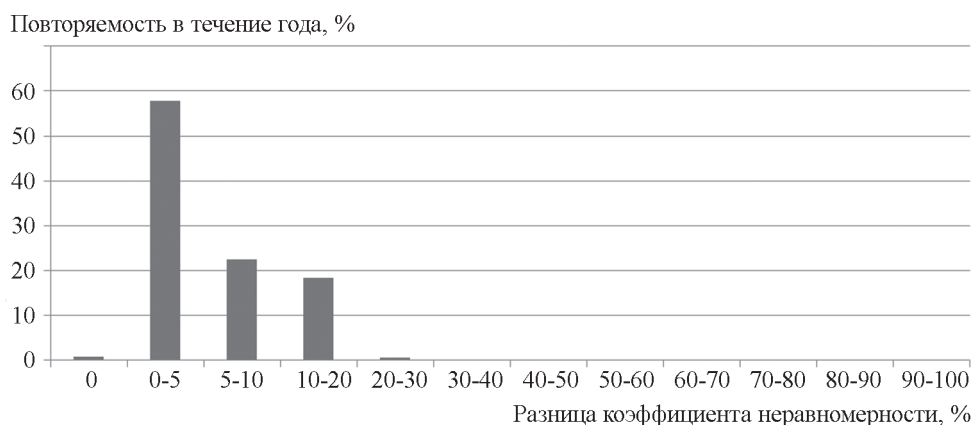


Рис. 8. Повторяемость изменения коэффициента неравномерности графика нагрузки ЭЭС системы ВЭС в 2018 г.

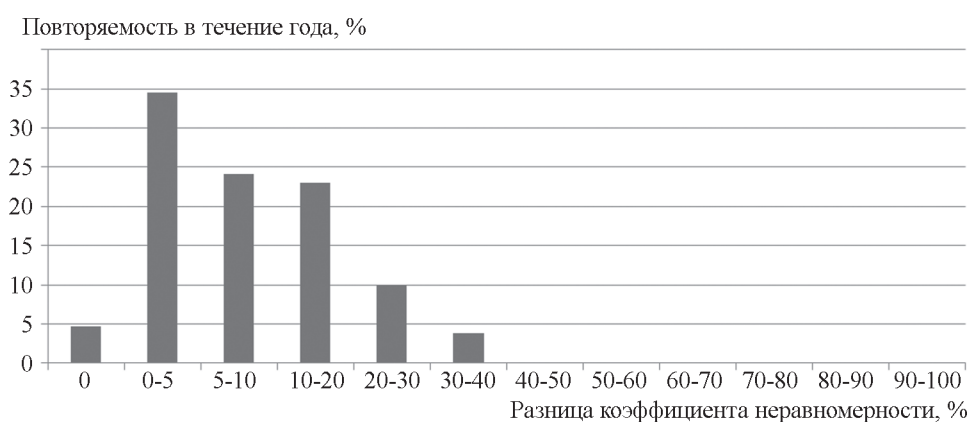


Рис. 9. Повторяемость изменения коэффициента неравномерности графика нагрузки ЭЭС одной ВЭС в 2018 г.



Рис. 10. Повторяемость продолжительности нулевой выработки системы ВЭС в течение 2018 г.

Система ВЭС не привносит значительного вклада в изменение (колебания) графика генерации ЭЭС. В большинстве (80%) случаев изменения составляют менее 10%.

На рисунках 10, 11 представлены случаи безветренных часов в течение года. Общее количество безветренных часов от года составляет 5,4% — для системы и 17,8% — для одной ВЭС.

Величина базисной мощности в течение года (рис. 12, 13) демонстрирует, что обеспечить гарантированную базисную мощность можно примерно в 78%

случаев для системы ВЭС и 47% случаев для одной ВЭС, причем увеличение повторяемости и самой величины базисной мощности происходит за счет расширения системы станций и подбора площадок установки ВЭС с наибольшим КИУМ.

Анализ полученных результатов

Полученные результаты расчетов отражают следующие выводы.

Влияние колебаний графика генерации ВЭС можно снизить расширением системы ВЭС посредством уве-

Повторяемость в течение года (от числа безветренных часов), %

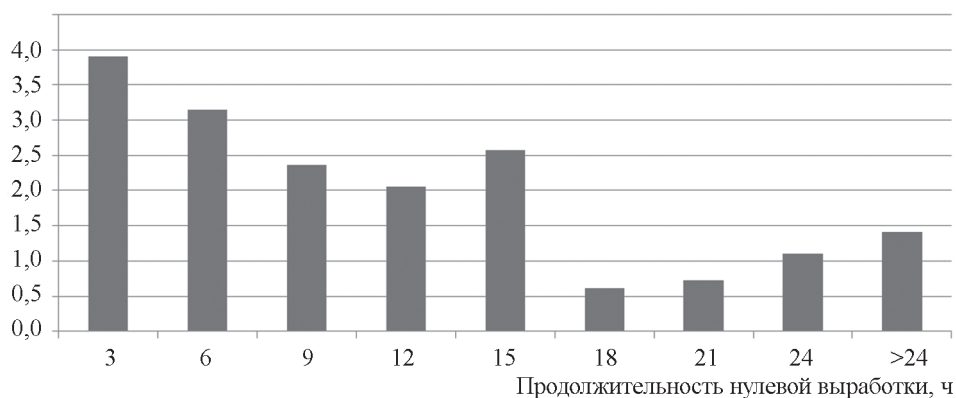


Рис. 11. Повторяемость продолжительности нулевой выработки одной ВЭС в течение 2018 г.

Повторяемость в течение года, %

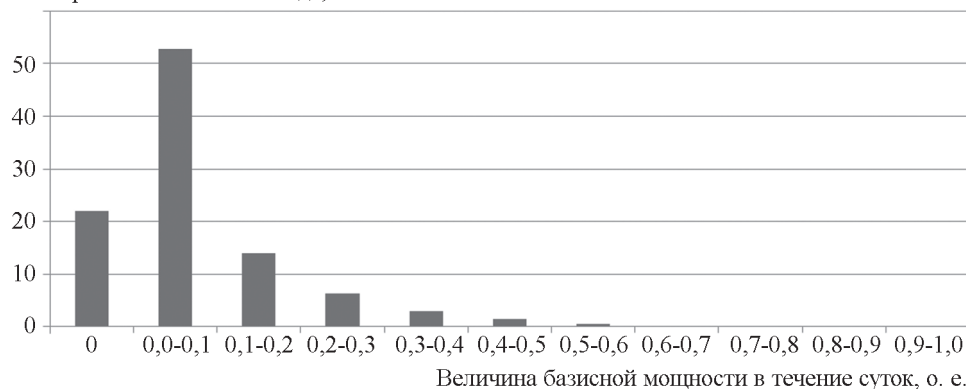


Рис. 12. Повторяемость базисной мощности системы в течение 2018 г.

Повторяемость в течение года, %

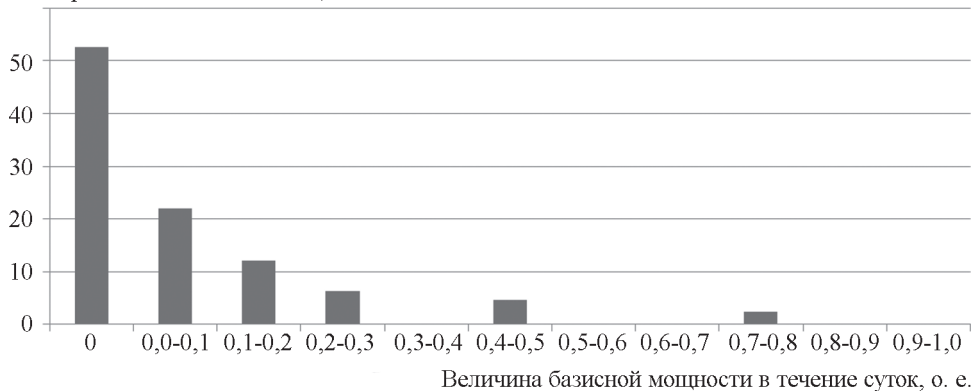


Рис. 13. Повторяемость базисной мощности одной ВЭС в течение 2018 г.

личения динамического и суточного коэффициентов неравномерности, т. е. $K_{н.дин} \rightarrow 1, K_{н.сут} \rightarrow 1$.

Вклад системы ВЭС в график генерации ЭСС незначителен, $\Delta K_{н.сут} \rightarrow 0$.

Снижение количества часов с нулевой выработкой ВЭС $N_t \rightarrow 0$ может быть достигнуто с помощью расширения системы ВЭС.

Увеличение базисной мощности $P_{баз.ВЭС} \rightarrow 1$ определяется расстановкой станций в местах с наибольшей годовой выработкой электрической энергии и, допол-

нительно, расширением системы ВЭС за счет снижения количества часов с нулевой выработкой.

Из полученных выводов следует, что располагать ВЭС следует в местах с наибольшим КИУМ ВЭУ при наилучшем сочетании описанных параметров.

Заключение

Экспертами отрасли отмечаются затруднения в интеграции ВЭС в ЭЭС.

Значительной проблемой обозначена непредсказуемость колебаний графика генерации ВЭС, что в действительности определяется фактическими данными погрешности прогноза скорости ветра. Современные способы ее прогнозирования дают достоверные данные на сутки вперед с погрешностью не более 10%.

Отмечается значительное влияние ВЭС на существующий режим работы традиционных электростанций. Результатами расчета подтверждено значительное колебание графика генерации ВЭС в отдельности (суточным и динамическим коэффициентами неравномерности), однако изучение изменения коэффициента неравномерности всей ЭЭС позволяет сделать вывод, что колебания генерации системы ВЭС незначительны

Литература

1. **Распоряжение** Правительства РФ № 1-р от 08.01.2009 (ред. от 19.07.2019). «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года».
2. **Результаты** отбора проектов возобновляемых источников энергии [Электрон. ресурс] www.atsenergo.ru/vie/proresults (дата обращения 11.07.2020).
3. **Barrow** Borough Council. Suitable Areas for Wind Energy. Techn. Rep. 2018.
4. **EU Guidance** on Wind Energy Development in Accordance with the EU Nature Legislation. 2011.
5. **New Zealand** Wind Energy Association. Practical Constraints Associated with Developing a Wind Farm. 2013.
6. **РД 52.04.275—89**. Проведение изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок.
7. **Васьков А.Г., Дерюгина Г.В., Малинин Н.К., Пугачев Р.В.** Ветроэнергетика. Изд-во МЭИ, 2016.
8. **Enercon** Product Overview. The Most Suitable Wind Energy Converter for Every Location. 2015.
9. **Системный** оператор единой энергетической системы. Информационный обзор «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги» (оперативные данные) [Электрон. ресурс] www.so-ups.ru/index.php?id=ups_review18 (дата обращения 11.07.2020).
10. **Постановление** Правительства Российской Федерации № 442 от 04.05.2012 (ред. от 22.06.2019) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»).
11. **Абдушукуров П.Ф.** Развитие мировой энергетики. Россия в тренде? [Электрон. ресурс] [и составляют не более 10% от текущего графика генерации ЭЭС в 80% случаев в течение года.](http://www.di-

</div>
<div data-bbox=)

Таким образом, предложенный метод расстановки системы ветровых электростанций является наиболее верным и обусловлен:

- актуальностью, благодаря отсутствию в широком доступе алгоритмизированных и простых правил установки нескольких ВЭС;
- предлагаемыми параметрами метода расстановки системы ветровых электростанций, достаточно простыми и удобными при проведении расчетов;
- оценкой дополнительных параметров (помимо климатических характеристик), характеризующих степень влияния колебаний графика ВЭС на график нагрузки ЭЭС.

References

1. **Rasporyazhenie** Pravitel'stva RF № 1-r ot 08.01.2009 (Red. ot 19.07.2019). «Ob Osnovnykh Napravleniyakh Gosudarstvennoy Politiki v Sfere Povysheniya Energeticheskoy Effektivnosti Elektroenergetiki na Osnove Ispol'zovaniya Vozobnovlyaemykh Istochnikov Energii na Period do 2024 Goda».(in Russian).
2. **Rezul'taty** Otбора Proektov Vozobnovlyaemykh Istochnikov Energii [Elektron. Resurs] www.atsenergo.ru/vie/proresults (Data Obrashcheniya 11.07.2020). (in Russian).
3. **Barrow** Borough Council. Suitable Areas for Wind Energy. Techn. Rep. 2018.
4. **EU Guidance** on Wind Energy Development in Accordance with the EU Nature Legislation. 2011.
5. **New Zealand** Wind Energy Association. Practical Constraints Associated with Developing a Wind Farm. 2013.
6. **RD 52.04.275—89**. Provedenie Izyskatel'skikh Rabot po Otsenke Vetroenergeticheskikh Resursov dlya Obosnovaniya Skhem Razmeshcheniya i Proektirovaniya Vetroenergeticheskikh Ustanovok. (in Russian).
7. **Vas'kov A.G., Deryugina G.V., Malinin N.K., Pugahev R.V.** Vetroenergetika. Izd-vo MEI, 2016. (in Russian).
8. **Enercon** Product Overview. The Most Suitable Wind Energy Converter for Every Location. 2015.
9. **Sistemnyy** operator Edinoy Energeticheskoy Sistemy. Informatsionnyy Obzor «Eedinaya Energeticheskaya Sistema Rossii: Promezhhutochnye Itogi» (Operativnye Dannye) [Elektron. Resurs] www.so-ups.ru/index.php?id=ups_review18 (Data Obrashcheniya 11.07.2020). (in Russian).
10. **Postanovlenie** Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 442 ot 04.05.2012 (Red. ot 22.06.2019) «O Funktsionirovaniy Roznichnykh Rynkov Elektricheskoy Energii, Polnom i (ili) Chastichnom Ogranichenii Rezhima Potrebleniya Elektricheskoy Energii» (Vместе s «Osnovnyimi Polozheniyami Funktsionirovaniya Roznichnykh Rynkov Elektricheskoy Energii», «Pravilami Polnogo i (ili) Chastichnogo Ogranicheniya Rezhima Potrebleniya Elektricheskoy Energii»).(in Russian).
11. **Abdushukurov P.F.** Razvitie Mirovoy Energetiki. Rossiya v Trende? [Elektron. Resurs] www.digitalsubstation.

gitalsubstation.com/wp-content/uploads/2019/04/2.-PAO-Fortum-Abdushukurov-P.F.pdf (дата обращения 11.07.2020).

12. **Приложение № 12** к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений».

13. **Rp5.ru расписание погоды** [Электрон. ресурс] www.rp5.ru (дата обращения 11.07.2020).

com/wp-content/uploads/2019/04/2.-PAO-Fortum-Abdushukurov-P.F.pdf (Data Obrashcheniya 11.07.2020). (in Russian).

12. **Prilozhenie № 12** k Dogovoru o Prisoedinenii k Torgovoy Sisteme Optovogo Rynka «Reglament Opredeleniya Ob'emov, Initsiativ i Stoimosti Otkloneniy». (in Russian).

13. **Rp5.ru Raspisanie Pogody** [Elektron. Resurs] www.rp5.ru (Data Obrashcheniya 11.07.2020). (in Russian).

Сведения об авторах:

Сигитов Олег Юрьевич — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: OlegSigitov@gmail.com

Чемборисова Наиля Шавкатовна — доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: Nelya1998@mail.ru

Information about authors:

Sigitov Oleg Yu. — Ph.D.-student of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: OlegSigitov@gmail.com

Chemborisova Nailia Sh. — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: Nelya1998@mail.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 10.08.2020

The article received to the editor: 10.08.2020