

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316>

УДК 621.311.24

Методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования с учетом затрат на электрическую систему сбора мощности

С. Г. Обухов¹⁾, Д. Ю. Давыдов¹⁾

¹⁾Национальный исследовательский Томский политехнический университет
(Томск, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Предложена методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования для повышения их эффективности за счет снижения влияния эффекта аэродинамического затенения, минимизации электрических потерь в кабельных линиях системы приема и передачи электрической энергии, вырабатываемой ветроэлектрическими установками в электрическую сеть энергосистемы. Задача сводится к определению нескольких параметров, которыми задаются геометрические размеры и форма компоновочной сетки с предварительно установленными местами расположения турбин. Такой подход, в отличие от покоординатного метода поиска, дает возможность выполнять построение симметричных сеточных схем расположения ветроэлектрических установок, которые на практике более удобны с точки зрения обслуживания и эксплуатации. Совместно с оптимизацией компоновки производится поиск оптимального места расположения морской трансформаторной подстанции и синтез схемы кабельных соединений между ветроэлектрическими установками. Для решения данной задачи используется эвристический алгоритм поиска минимального остоного дерева с ограничением на проводимость связей, позволяющий осуществлять построение реалистичных схем и более адекватно оценивать их технико-экономические характеристики. Как показали результаты апробации предложенной методики на примере оптимизации компоновки ветроэлектростанции Horns Rev 1, использование такого подхода позволило сократить стоимость электрической системы на 10–12 %. Это на 7–11 % превосходит результат, полученный при использовании MST-алгоритма, выполняющего построение схемы кабельных соединений упрощенной топологии. Изменение размеров и формы границ площадки ветроэлектростанции привело к увеличению расчетной выработки электроэнергии на 2,3 % и снижению ее себестоимости на 4 %. При оптимизации компоновки ветроэлектрических установок в пределах фиксированных границ площадки эти показатели улучшены только на 1 и 2 % по сравнению с оригинальной схемой.

Ключевые слова: ветроэнергетика, морские ветроэлектростанции, компоновка ветроэлектростанций, минимизация потерь мощности, аэродинамический эффект, себестоимость энергии, оптимизация схемы кабельных соединений

Для цитирования: Обухов, С. Г. Методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования с учетом затрат на электрическую систему сбора мощности / С. Г. Обухов, Д. Ю. Давыдов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 301–316. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316>

Адрес для переписки

Обухов Сергей Геннадьевич
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
просп. Ленина, 30,
634050, г. Томск, Российская Федерация
Тел.: +7 3822 70-17-77
serob@tpu.ru

Address for correspondence

Obukhov Sergey G.
National Research
Tomsk Polytechnic University
30, Lenina Ave.,
634050, Tomsk, Russian Federation
Tel.: +7 3822 70-17-77
serob@tpu.ru

Offshore Wind Farm Layout Optimization Considering the Power Collection System Cost

S. G. Obukhov¹⁾, D. Y. Davydov¹⁾

¹⁾National Research Tomsk Polytechnic University (Tomsk, Russian Federation)

Abstract. The paper proposes a method for optimizing the layout of offshore wind farms to increase their efficiency by reducing the effect of aerodynamic shading, minimizing electrical losses in cable lines of the system for receiving and transmitting electrical energy generated by wind turbines to the electrical grid of the power system. The task is reduced to determining several parameters that define the geometric dimensions and shape of the layout grid with pre-installed turbine locations. This approach, in contrast to the coordinate-wise search method, makes it possible to build symmetrical grid layouts of wind power plants, which in practice are more convenient in terms of maintenance and operation. Together with the optimization of the layout, the search for the optimal location of the offshore transformer substation and the synthesis of the scheme of cable joints between wind power plants has been carried out. To solve this problem, a heuristic algorithm was used to search for a minimum spanning tree with a restriction on the conductivity of connections, which made it possible to build realistic schemes and more adequately assess their technical and economic characteristics. As the results of testing the proposed methodology on the example of optimizing the layout of the Horns Rev 1 wind farm have shown, the use of this approach has reduced the cost of the electrical system by 10–12 %. This is 7–11 % higher than the result obtained by using the MST algorithm, which performs the construction of a circuit of cable joints of a simplified topology. The change in the size and shape of the boundaries of the wind farm site resulted in an increase in the estimated electricity generation by 2.3 % and a decrease in its cost by 4 %. When optimizing the layout of wind turbines within the fixed boundaries of the site, these indicators are improved by only 1 and 2 % as compared to the original scheme.

Keywords: wind energy, offshore wind farms, wind farm layout, power loss minimization, aerodynamic effect, cost of energy, cable joints layout optimization

For citation: Obukhov S. G., Davydov D. Y. (2022) Offshore Wind Farm Layout Optimization Considering the Power Collection System Cost. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 301–316. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316> (in Russian)

Введение

Внедрение в энергосистемы ветроэнергетических установок (ВЭУ) – одно из перспективных направлений развития возобновляемых источников энергии в странах – членах ЕАЭС. Конкурентоспособность данного типа генерации определяется эффективностью функционирования, следовательно вопросы оптимизации ветроэлектростанций (ВЭС) актуальны для обеспечения устойчивого развития ветроэнергетики в СНГ [1, 2].

В настоящее время активно развивается ветроэнергетика морского базирования – морские ветропарки, которые, по сравнению с наземными ВЭС, потенциально обладают более высоким показателем (коэффициентом) использования установленной мощности вследствие больших скоростей ветра и стабильности морского ветрового режима.

Ежегодные данные мониторинга показывают экспоненциальный рост инвестиций в морскую (офшорную) ветроэнергетику и значительное увеличение суммарной установленной мощности ветроэлектростанций морского базирования, которая с 2009 г. выросла более чем на 10 % [3]. Технический потенциал морского ветрового энергоресурса позволяет рассматри-

вать морские ВЭС как наиболее эффективную альтернативу ВЭС наземного типа с присущими им проблемами отчуждения земель, акустического и визуального воздействия [4]. Однако сдерживающим фактором развития морской ветроэнергетики по-прежнему является высокая себестоимость электроэнергии, обусловленная существенными капиталовложениями [5]. В связи с этим актуален поиск проектно-технических решений, позволяющих минимизировать потери энергии и сократить первоначальные затраты.

Для морских ВЭС основные потери связаны с эффектом аэродинамического затенения турбин. В зависимости от схемы компоновки ветроэлектрических установок, их количества и типоразмера, характеристик ветрового режима падение производительности ВЭУ может составлять 10 % и более [6]. С целью повышения эффективности ВЭС на этапе проектирования выполняется поиск оптимальной схемы расположения турбин. Увеличение дистанции между ВЭУ позволяет снизить аэродинамические потери, однако при этом возрастает протяженность кабельных линий, что влечет за собой увеличение затрат и дополнительные потери энергии. Следовательно, для достижения общей высокой эффективности ВЭС целесообразно выполнять совместную оптимизацию компоновки ВЭУ и схемы кабельных соединений системы сбора мощности [7, 8].

Для решения обозначенной проблемы применяют различные алгоритмы и методики [9]. Часто позиции каждой турбины задаются индивидуальной переменной – парой координат или индексом ячейки компоновочной сетки. Зависимость числа искомых параметров от количества турбин приводит к увеличению вычислительной сложности алгоритма. В совокупности с тем, что оптимизация выполняется, как правило, посредством метаэвристических алгоритмов (GA, PSO и др.), в основе которых лежит метод случайного поиска, схемы характеризуются неравномерным расположением турбин. Однако большинство уже построенных морских ВЭС имеют симметричную сеточную компоновку ВЭУ, что обеспечивает существенные преимущества при монтаже и техническом обслуживании [10].

В [10] задача сведена к поиску нескольких переменных, задающих оптимальные пропорции равномерной компоновочной сетки с определенными на ней точками расположения турбин. Похожий подход использован при оптимизации формы и ориентирования участка расположения ВЭУ [11]. В данных методиках синтез схемы кабельных соединений между турбинами и подстанцией реализуется посредством поиска минимального остоного дерева (minimum spanning tree – MST), для чего используется алгоритм Прима. Таким образом можно рассчитать минимальную протяженность кабельных линий, однако невозможно адекватно оценить стоимость и потери мощности, поскольку данный алгоритм не осуществляет построение реалистичной схемы электрической сети, где каждое соединение выполнено кабелем необходимого сечения. Также важен вопрос выбора оптимального места расположения подстанции, который в вышеуказанных исследованиях не рассматривался. В [12] оптимизация выполнена с одновременным построением технически реализуемой схемы кабельной сети и учетом затрат на электрическую систему, но схемы расположения ВЭУ имеют несимметричную структуру.

Алгоритм оптимизации

Разработана методика совместной оптимизации для поиска оптимальной симметричной схемы компоновки ВЭУ и синтеза технически реализуемой схемы кабельных соединений системы сбора и передачи электрической энергии с минимизацией стоимости. Поставленная цель достигается применением генетического алгоритма (GA) [13] совместно с алгоритмом построения минимального остовного дерева с ограничением на проводимость связей (capacitated minimum spanning tree – CMST). Блок-схема алгоритма оптимизации изображена на рис. 1.

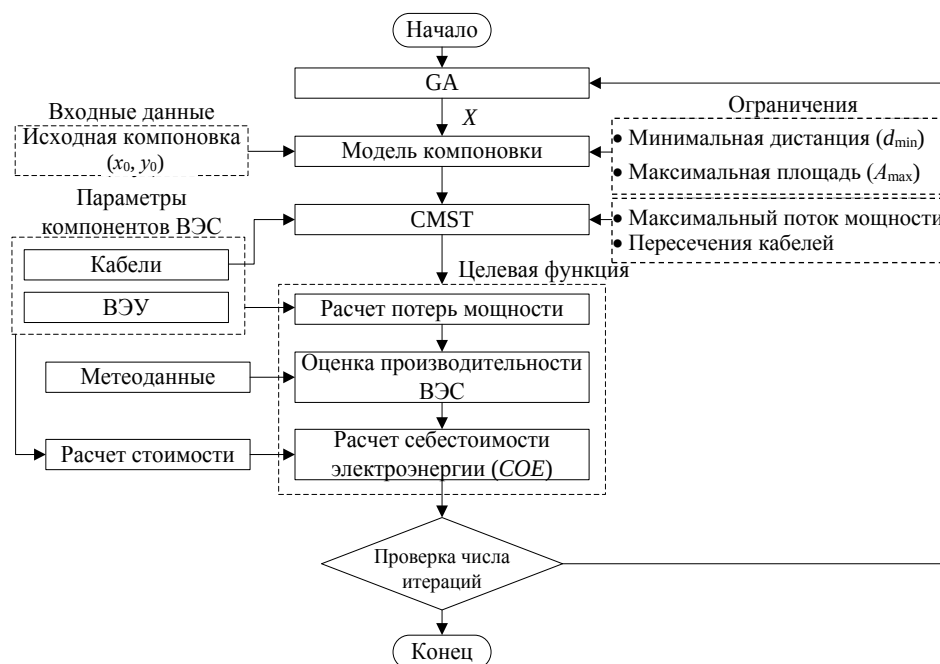


Рис. 1. Блок-схема алгоритма оптимизации

Fig. 1. Optimization algorithm flowchart

Входными данными являются некоторая начальная схема компоновки турбин, технические характеристики ВЭУ и кабелей, а также метеорологические данные, необходимые для моделирования ветрового режима и оценки производительности ВЭС. Исходная схема компоновки задается в виде массива координат (x_0, y_0) , которые определяют относительные места расположения турбин на равномерной компоновочной сетке. Задача оптимизации – поиск оптимальных значений параметров, которыми задаются геометрические размеры и форма компоновки, а также координат точки расположения подстанции:

$$X = (m_x, m_y, a_x, a_y, x_{oss}, y_{oss}),$$

где m_x, m_y – параметры масштаба, о. е.; a_x, a_y – углы осевого наклона, рад.; x_{oss}, y_{oss} – координаты точки расположения подстанции.

Необходимое условием оптимизации – ограничение минимального расстояния между ВЭУ ($d_{\min}$) и максимальной площади зоны их размещения ($A_{\max}$):

$$\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \geq d_{\min}, \forall i \neq j; i, j = 1, 2, \dots, N_{wt};$$

$$A(X) \leq A_{\max},$$

где x, y – координаты места расположения турбины; N_{wt} – количество ВЭУ.

На следующем этапе осуществляется проектирование схемы кабельных соединений между ВЭУ и трансформаторной подстанцией. В данной работе для этого используется алгоритм Исау – Вильямса [14], выполняющий синтез сети разветвленной топологии. Процедура построения структуры схемы заключается в нахождении узлов (турбин), наиболее удаленных от центра коммуникации (подстанции), и соединении этих узлов кратчайшей связью с проверкой ограничения на проводимость (допустимый длительный ток кабеля) [15]. Нежелательно, чтобы добавляемые связи пересекались, поскольку схемы с пересекающимися кабельными линиями менее экономичны и надежны, они сложны в техническом обслуживании и ремонте [16]. Для исключения таких вариантов в процессе построения схемы выполняется устранение пересекающихся связей, идентификация которых осуществляется посредством алгоритма поиска точек пересечения группы отрезков линий [17].

На этапе оценки решений выполняется моделирование влияния аэродинамического эффекта, рассчитываются потери мощности в электрической системе и затраты на компоненты ВЭС. В качестве целевой функции используется показатель себестоимости генерируемой электроэнергии, величина которого зависит от объема выработки энергии и стоимости компонентов ВЭС:

$$COE(X) \rightarrow \min.$$

Процедуры оценки производительности ВЭС и расчета показателя целевой функции подробно описаны ниже.

Оценка производительности ветроэлектростанции

Управляемыми переменными m_x, m_y определяется масштаб расстояния между турбинами, а параметры a_x, a_y позволяют варьировать угол осевого наклона. Взаимосвязь между исходными (x_0, y_0) и преобразованными (x, y) координатами выражается зависимостями:

$$x = x_0 m_x + y_0 m_y \operatorname{tg} a_x;$$

$$y = y_0 m_y + x_0 m_x \operatorname{tg} a_y.$$

Схематический пример размещения ВЭУ с указанием расчетных параметров компоновки приведен на рис. 2.

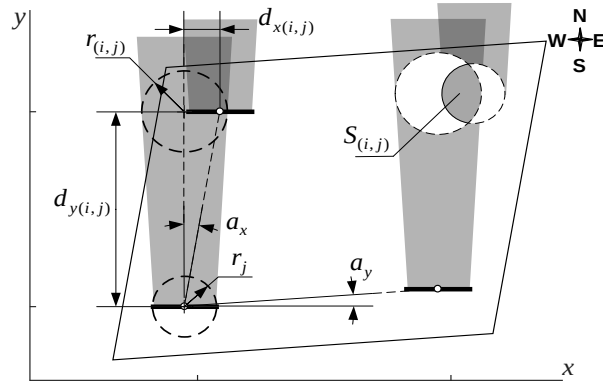


Рис. 2. Геометрические параметры схемы компоновки ветроэлектростанции с визуализацией траекторий аэродинамического следа

Fig. 2. Wind farm layout geometry characteristics with visualization of the trajectories of the aerodynamic wake

Для моделирования аэродинамического эффекта используется аналитическая модель [18]. Аэродинамический след моделируется областью конической формы, радиус поперечного сечения $r_{(i,j)}$ которой линейно зависит от расстояния между ВЭУ:

$$r_{(i,j)} = k d_{y(i,j)} + r_j,$$

где k – коэффициент ослабления аэродинамического эффекта; $d_{y(i,j)} = (y_i - y_j)$ – осевое расстояние между турбинами по направлению движения воздушного потока; r_j – радиус зоны аэродинамического следа в начальной точке (радиус ротора турбины-источника), м.

Площадь перекрытия ротора ВЭУ аэродинамическим следом определяется исходя из следующих условий:

$$S_{(i,j)} = \begin{cases} S_p & (d_{x(i,j)} < r_{(i,j)} + r_i) \wedge (d_{y(i,j)} > 0); \\ 0 & (d_{x(i,j)} \geq r_{(i,j)} + r_i) \vee (d_{y(i,j)} \leq 0), \end{cases}$$

где S_p – часть площади ротора, попадающая в область аэродинамического следа, м^2 ; $d_{x(i,j)} = |x_i - x_j|$ – поперечное расстояние между центрами осей роторов; r_i – радиус ротора ВЭУ, на которую действует аэродинамический след, м.

Скорость ветра, воздействующего на ротор i -й турбины, определяется по выражению [19]

$$v_i = v_0 \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t(v_0)} \right) \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \frac{(S_{(i,j)}/S_i)^2}{\left[1 + k \left(\frac{d_{y(i,j)}}{r_j} \right) \right]^4}} \right],$$

где v_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с ; C_t – коэффициент тяги [20]; S_i – площадь ометаемой поверхности ротора, м^2 .

Для расчета аэродинамического эффекта при разных направлениях ветра θ_d массив координат расположения ВЭУ (x, y) необходимо трансформировать путем поворота на противоположный угол:

$$\begin{aligned}x' &= x \cos \theta - y \sin \theta; \\y' &= x \sin \theta + y \cos \theta.\end{aligned}$$

С учетом статистического распределения скорости ветра ожидаемая величина генерируемой ВЭУ энергии рассчитывается следующим образом:

$$W_{wt} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} \left[v_i(x', y', v_s^h) \right] f(v_s^h, \theta_d) T,$$

где $P_{wt(i)}$ – рабочая характеристика ВЭУ, Вт; v_s^h – скорость ветра на высоте центра оси ротора, м/с; f – плотность распределения вероятностей по градациям направления θ_d и скорости ветра v_s^h ; N_{ws} – число градаций скорости ветра; N_{wd} – то же секторов гистограммы направления ветра; T – расчетное число часов.

Для моделирования выходной мощности ВЭУ используется полиномиальная кубическая модель аппроксимации рабочей характеристики [21]:

$$P_{wt(i)}(v_i) = \begin{cases} 0 & v < v_{in}; \\ \left(\frac{v^3 - v_{in}^3}{v_{rat}^3 - v_{in}^3} \right) P_{WTrat} & v_{in} < v < v_{rat}; \\ P_{WTrat} & v_{rat} < v < v_{up}; \\ 0 & v > v_{up}, \end{cases}$$

где P_{WTrat} – номинальная мощность ВЭУ, Вт; v_{in}, v_{rat}, v_{up} – минимальная, номинальная и максимальная рабочая скорость ВЭУ, м/с.

Потери мощности в кабельных линиях рассчитываются как

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{ij}^2 R_{AC(i,j)} l_{ij},$$

где I_{ij} – расчетный ток на участке кабельной линии, А; $R_{AC(i,j)}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току, Ом/км; l_{ij} – протяженность участка кабельной линии, км.

Расчет годовой величины генерируемой энергии с учетом потерь выполняется по формуле

$$AEP_{net} = W_{wt} - (\Delta P_{MV} + \Delta P_{HV}) T,$$

где W_{wt} – количество электроэнергии, вырабатываемой всеми ВЭУ с учетом аэродинамических потерь, кВт·ч; $\Delta P_{MV}, \Delta P_{HV}$ – потери мощности в кабелях системы сбора мощности и кабельной линии транспортировки энергии от морской подстанции к береговой, кВт·ч.

Оценка себестоимости электроэнергии

Оценка себестоимости генерируемой электроэнергии в данном исследовании производится без учета затрат на эксплуатацию и обслуживание

$$COE = \frac{C_{inv}}{AEP_{net}},$$

где C_{inv} – капитальные затраты на компоненты ВЭС, у. е.

Расчет капитальных затрат выполняется с использованием моделей, предложенных в [22], которые позволяют определить стоимость компонентов ВЭС по их техническим параметрам. Общая сумма первоначальных затрат рассчитана по формуле

$$C_{inv} = C_{WT} + C_{OSS} + \left(\sum c_{MV(i,j)}^F l_{ij} + c_{HV} L \right),$$

где C_{WT} – стоимость ВЭУ, у. е.; C_{OSS} – то же трансформаторов и платформы офшорной подстанции, у. е.; $c_{MV(i,j)}^F$ – то же единицы длины кабеля системы сбора мощности с сечением F , у. е./км; c_{HV} – то же единицы длины кабеля системы сбора мощности для передачи вырабатываемой электроэнергии на берег, у. е./км; L – протяженность кабеля передачи мощности от морской подстанции к береговой, км.

Анализ вариантов выполнения оптимизации

С целью оценки влияния оптимизации на общий результат проведено сравнение нескольких альтернативных подходов, различающихся алгоритмами построения схемы кабельных соединений, а также ограничениями, связанными с геометрическими размерами и формой участка компоновки турбин. Блок-схема проведения сравнительного анализа показана на рис. 3.

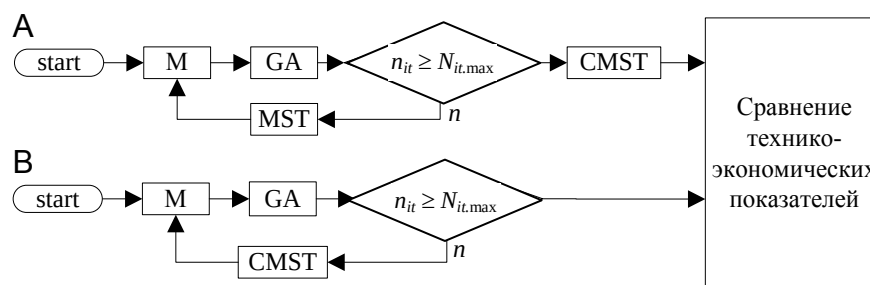


Рис. 3. Сравниваемые варианты выполнения оптимизации: М – расчетная модель ВЭС; GA – генетический алгоритм; MST – алгоритм построения минимального остоного дерева; CMST – алгоритм построения минимального остоного дерева с ограничением; n_{it} – номер итерации; $N_{it,max}$ – максимальное число итераций

Fig. 3. Optimization options being compared: M – wind farm model; GA – genetic algorithm; MST – minimum spanning tree algorithm; CMST – algorithm for constructing a minimum spanning tree with constraint; n_{it} – number of iteration; $N_{it,max}$ – maximum number of iterations

В варианте А процесс разделен на два этапа:

1) выполняется оптимизация компоновки, при которой построение схемы кабельных соединений осуществляется упрощенно, без ограничений на проводимость связей (MST-алгоритм);

2) после завершения работы алгоритма оптимизации компоновки производится синтез технически реализуемой схемы соединений (CMST-алгоритм) с выбором для каждого соединения кабеля необходимого по условиям допустимого нагрева сечения и выполняется пересчет технико-экономических показателей.

Полученные решения сравниваются с результатами оптимизационной модели В, в которой CMST-алгоритм используется непосредственно в процессе поиска оптимальной компоновки. План сравнительного анализа приведен в табл. 1.

Таблица 1

Матрица сравнительного анализа
Matrix of comparative analysis

Сравниваемый вариант выполнения оптимизации компоновки ветроэлектростанций	A1	A2	B1	B2
Оптимизация с изменением формы участка компоновки ветроэнергетических установок	–	+	–	+
Оптимизация с построением реалистичной схемы кабельных соединений (CMST)	–	–	+	+

В вариантах А1, В1 поиск оптимальной компоновки выполнялся путем расположения ВЭУ на площадке ВЭС фиксированных размеров. В альтернативном подходе форма и размер участка расположения ВЭУ варьировались в процессе оптимизации А2, В2.

Исходные данные

В качестве примера приведем результаты оптимизации компоновки ВЭС Horns Rev 1, общие технические характеристики которой представлены в табл. 2 [23].

Таблица 2

Технические характеристики ветроэлектростанции Horns Rev 1
Horns Rev 1 wind farm technical specifications

Параметр	Значение
Установленная мощность, МВт	160
Количество ветроэлектрических установок, шт.	80
Площадь участка размещения ветроэлектрических установок, км ²	20
Электрическая система	
Напряжение системы сбора мощности, кВ	35
Напряжение линии передачи мощности, кВ	150
Сечения кабелей системы сбора мощности, мм ²	150; 400
Сечение кабеля линии передачи мощности, мм ²	630
Ветроэлектрическая установка Vestas V80 [24]	
Номинальная мощность, МВт	2
Диаметр ротора, м	80
Высота центра оси ротора, м	70
Минимальная рабочая скорость, м/с	4
Номинальная рабочая скорость, м/с	16
Максимальная рабочая скорость, м/с	25

Ветроэлектрические установки скомпонованы на регулярной координатной сетке с горизонтальным осевым наклоном и расстоянием между турбинами 7D (560 м). План общего расположения ВЭС [23] и схема компоновки ВЭУ [25] показаны на рис. 4.

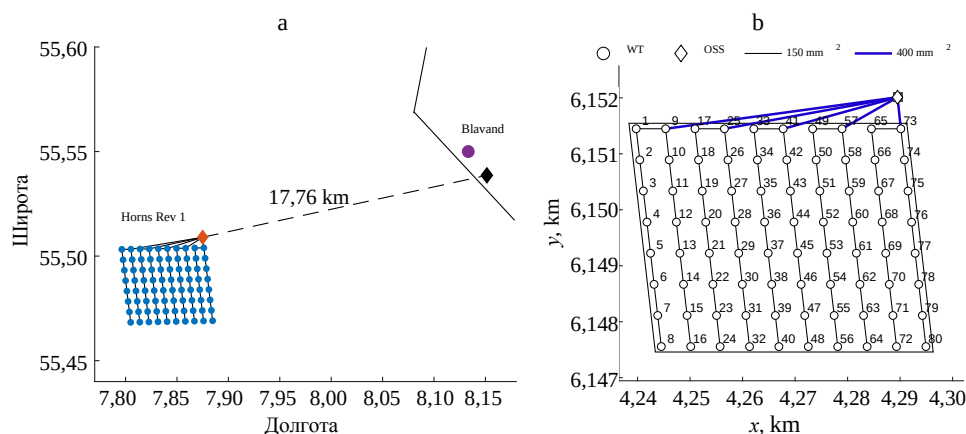


Рис. 4. План общего расположения ветроэлектростанции (а), схема компоновки ветроэлектрических установок и кабельных соединений (б): WT – ветроэлектрическая установка; OSS – морская трансформаторная подстанция

Fig. 4. The wind farm site layout (a), the wind turbines and cable joints layout (b): WT – the wind power plant; OSS – the offshore transformer substation

Необходимо отметить, что путь прокладки высоковольтного кабеля в действительности имеет более сложную траекторию [23], но в данной работе его протяженность определяется расстоянием между точкой расположения платформы морской трансформаторной подстанции и точкой размещения береговой подстанции. Характеристики кабелей, необходимые для расчета, взяты из [26, 27]. Стоимость компонентов ВЭС рассчитана по [22].

Для моделирования ветрового режима использовался временной ряд данных наблюдений скорости и направления ветра, зарегистрированных за 2014–2019 гг. на ближайшей метеорологической станции Blavand [28]. Данные скорости ветра разделены на группы по 16 секторам направления и аппроксимированы двухпараметрическим распределением Вейбулла [29]. Роза ветров, построенная на основе наблюдений, показана на рис. 5.

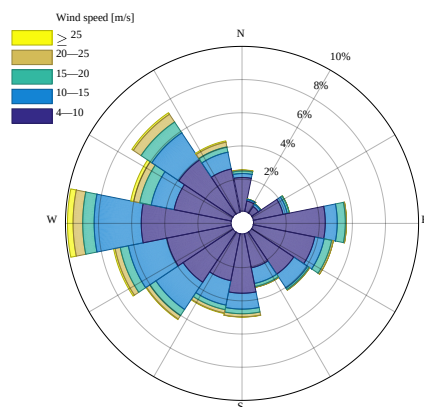


Рис. 5. Роза ветров, построенная по данным метеостанции Blavand

Fig. 5. Wind rose constructed from observed data collected at Blavand weather station

Результаты

На рис. 6 показаны схемы компоновки ВЭС, полученные при реализации различных вариантов оптимизации.

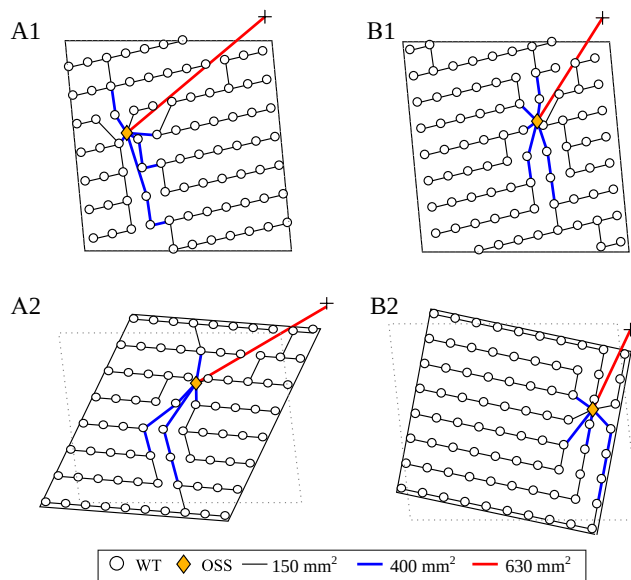


Рис. 6. Оптимизированные схемы компоновки ветроэлектростанций

Fig. 6. Optimized wind farm layout schemes

Анализ решений проводился на основе сравнения технико-экономических показателей оптимизированных схем. В качестве критериев оценки используются показатели среднегодовой выработки и потерь электроэнергии, общая протяженность и затраты на кабели системы сбора и передачи мощности, а также среднегодовая себестоимость электроэнергии. Для получения статистически значимых оценок для каждого сравниваемого варианта выполнено по 50 запусков алгоритма оптимизации. Усредненные показатели сведены в табл. 3.

Повышение производительности в большей степени обеспечивается за счет снижения потерь, связанных с эффектом аэродинамического затенения. Это достигается путем пространственного позиционирования ВЭУ, т. е. они выстраиваются таким образом, чтобы в преобладающем направлении ветра аэродинамическое взаимодействие между турбинами было сведено к минимуму. Наилучший результат получен при выполнении оптимизации без ограничения размеров и формы площадки ВЭС (варианты A2, B2), поскольку такой подход позволяет более гибко изменять схему расположения турбин, чем при компоновке в пределах заданного участка фиксированных размеров (варианты A1, B1). При этом минимальная дистанция между ВЭУ во всех случаях меньше, чем в оригинальной схеме, и в среднем составляет 6D, что позволяет сократить протяженность кабелей системы сбора мощности.

Таблица 3

Результаты оптимизации

Optimization results

Схема	Initial	A1	A2	B1	B2
Производительность ВЭС					
AEP_{gross} , ГВт·ч/г.	516,85				
ΔW_{MV} , ГВт·ч/г.	2,53	1,54	1,69	1,20	1,47
ΔW_{HV} , ГВт·ч/г.	2,74	3,25	3,37	3,16	3,07
ΔW_{wake} , ГВт·ч/г.	25,35	21,30	14,80	21,10	14,70
AEP_{net} , ГВт·ч/г.	486,30	490,70	497,00	491,40	497,60
Протяженность кабельных линий					
L_{MV} , км	53,80	44,33	45,69	40,61	40,41
L_{HV} , км	17,76	20,90	21,40	20,30	19,50
Капитальные затраты и себестоимость энергии					
C_{WT} , млн у. е.	1224				
C_T , млн у. е.	42,1				
C_{MV} , млн у. е.	118,4	95,9	98,5	84,5	85,7
C_{HV} , млн у. е.	84,4	99,2	101,8	96,5	92,6
C_{CL} , млн у. е.	202,8	195,1	200,3	181,0	178,3
COE , у. е./(кВт·ч)	3,020	2,977	2,950	2,945	2,902
Примечания: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ветроэлектростанции за год (без учета потерь мощности), ГВт·ч/г.; ΔW_{MV} – среднегодовые потери энергии в кабелях системы сбора мощности, ГВт·ч/г.; ΔW_{HV} – то же в кабеле передачи мощности до береговой трансформаторной подстанции, ГВт·ч/г.; ΔW_{wake} – потери электроэнергии из-за аэродинамического затенения турбин, ГВт·ч/г.; L_{MV}, L_{HV} – протяженность кабельных линий системы сбора и передачи мощности, км; C_T – стоимость офшорной подстанции, млн. у. е.; C_{MV} – затраты на кабели системы сбора мощности, млн у. е.; C_{HV} – затраты на кабели для передачи вырабатываемой электроэнергии на берег, млн у. е.; C_{CL} – суммарные затраты на кабели, млн у. е.					

Алгоритм синтеза схемы кабельных соединений также оказывает влияние на результат оптимизации. На диаграмме (рис. 7) приведено сопоставление показателей схем, при оптимизации которых использовались два альтернативных алгоритма построения структуры схемы кабельных соединений.

Построение схемы кабельных соединений, выполняемое посредством CMST-алгоритма в процессе оптимизации компоновки (варианты B1, B2), позволило существенно снизить стоимость электрической системы и потери энергии в кабелях системы сбора мощности. Использование упрощенной методики на основе MST-алгоритма приводит к завышению данных показателей. Стоит отметить, что в этом конкретном случае различие в алгоритмах построения схемы соединений не оказало влияния на качество компоновки турбин, так как потери мощности от аэродинамического затенения для вариантов A1 и B1, а также A2 и B2 различаются незначительно.

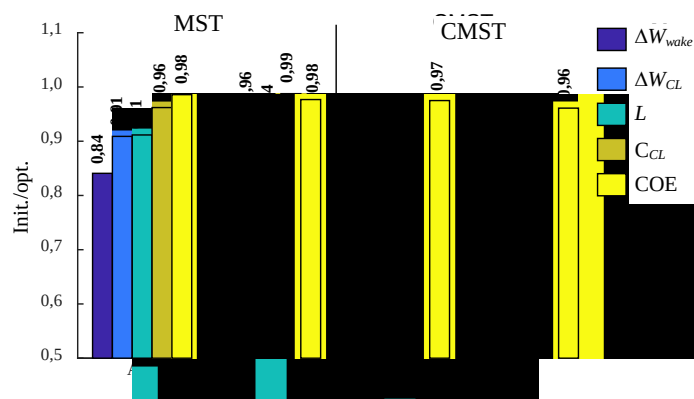


Рис. 7. Сравнение результатов оптимизации с показателями исходной компоновки

Fig. 7. Comparison of optimization results with the indicators of the original layout

Снижению протяженности кабелей системы сбора мощности, помимо уменьшения дистанции между ВЭУ, также способствует перенос места расположения подстанции внутрь массива ВЭС. Несмотря на то что при этом во всех случаях увеличивается протяженность кабельной линии передачи мощности на берег, затраты на нее компенсируются снижением стоимости кабелей между турбинами и подстанцией.

ВЫВОД

Предложена методика оптимизации компоновки ветроэлектростанции, выполняемой совместно с построением технически реализуемой схемы кабельных соединений электрической системы сбора мощности. Используемый подход позволяет выполнить поиск оптимальной схемы расположения ветроэлектрических установок стандартной симметричной компоновки и одновременно с этим оптимизировать структуру системы сбора мощности. Анализ эффективности, проведенный на примере выполнения оптимизации схемы существующей ветроэлектростанции Horns Rev 1, показал значительные преимущества предложенной методики. Результаты демонстрируют возможность снижения стоимости электрической системы на 10 и 12 %, что на 7 и 11 % превосходит результат, полученный при использовании MST-алгоритма. В совокупности с более удачной схемой компоновки турбин это позволяет повысить среднегодовую выработку энергии на 1 и 2,3 % и снизить себестоимость электроэнергии на 2 и 4 %. Предложенная методика может использоваться при проектировании ветроэлектростанций, поскольку позволяет упростить задачу выбора оптимальных проектных решений и их технико-экономического обоснования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марченко, О. В. Конкурентоспособность солнечных и ветровых электростанций в странах СНГ / О. В. Марченко, С. В. Соломин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 4. С. 301–311. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311>.

2. Петруша, Ю. С. Перспективы развития ветроэнергетики в Республике Беларусь / Ю. С. Петруша, Н. А. Попкова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 2. С. 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134>.
3. Global Wind Energy Council. Global Offshore Wind Report 2020 [Electronic Resource]. Mode of access: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>.
4. A Review on Development of Offshore Wind Energy Conversion System / J. Li [et al.] // International Journal of Energy Research. 2020. Vol. 44, Iss. 12. P. 9283–9297. <https://doi.org/10.1002/er.5751>.
5. U. S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2020. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources [Electronic Resource]. Mode of access: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
6. Modelling and Measuring Flow and Wind Turbine Wakes in Large Wind Farms Offshore / R. J. Barthelmie [et al.] // Wind Energy. 2009. Vol. 12, Iss. 5. P. 431–444. <https://doi.org/10.1002/we.348>.
7. Давыдов, Д. Ю. Оптимизация расположения ветроустановок с учетом аэродинамического взаимовлияния и протяженности кабельных линий сети сбора мощности / Д. Ю. Давыдов, С. Г. Обухов // Энергосбережение и водоподготовка. 2020. Т. 125, № 3. С. 30–34.
8. A Review of Offshore Wind Farm Layout Optimization and Electrical System Design Methods / P. Hou [et al.] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. Vol. 7. P. 975–986. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0550-5>.
9. A Review of Methodological Approaches for the Design and Optimization of Wind Farms / J. F. Herbert-Acero [et al.] // Energies. 2014. Vol. 7, Iss. 11. P. 6930–7016. <https://doi.org/10.3390/en7116930>.
10. Optimal Wind-Turbine Micro-Siting of Offshore Wind Farms: A Grid-Like Layout Approach / J. S. Gonzalez [et al.] // Applied Energy. 2017. Vol. 200. P. 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.071>.
11. Feng, J. Co-Optimization of the Shape, Orientation and Layout of Offshore Wind Farms / J. Feng, W. Z. Shen // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1618. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042023>.
12. Combined Optimization for Offshore Wind Turbine Micro Siting / P. Hou [et al.] // Applied Energy. 2017. Vol. 189. P. 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.083>.
13. Elkinton, C. N. Algorithms for Offshore Wind Farm Layout Optimization / C. N. Elkinton, J. F. Manwell, J. G. McGowan // Wind Engineering. 2008. Vol. 1, Iss. 1. P. 67–84. <https://doi.org/10.1260/030952408784305877>.
14. Esau, L. R. On Teleprocessing System Design: Part II a Method for Approximating the Optimal Network / L. R. Esau, K. C. Williams // IBM Systems Journal. 1966. Vol. 5, Iss. 3. P. 142–147. <https://doi.org/10.1147/sj.53.0142>.
15. Katsouris, G. Infield Cable Topology Optimization of Offshore Wind Farms: Master of Science Thesis / G. Katsouris. Delft University of Technology. Delft, 2015. 86 p.
16. Fischetti, M. Optimal Wind Farm Cable Routing: Modeling Branches and Offshore Transformer Modules / M. Fischetti, D. Pisinger // Networks. 2018. Vol. 72, Iss. 1. P. 42–59. <https://doi.org/10.1002/net.21804>.
17. Erdem, U. M. Fast Line Segment Intersection. MATLAB Central File Exchange [Electronic Resource]. 2010. Mode of access: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27205-fast-line-segment-intersection>.
18. Katic, I. A Simple Model for Cluster Efficiency / I. Katic, J. Hojstrup, N. Jensen // EWEC'86. European Wind Energy Association Conference and Exhibition. Proceedings Vol. 1. Rome, 1987. P. 407–410.
19. Feng, J. Solving the Wind Farm Layout Optimization Problem Using Random Search Algorithm / J. Feng, W. Z. Shen // Renewable Energy. 2015. Vol. 78. P. 182–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.005>.
20. Frohboese, P. Thrust Coefficients Used for Estimation of Wake Effects for Fatigue Load Calculation / P. Frohboese, C. Schmuck // European Wind Energy Conference and Exhibition. Warsaw, 2010.

21. Обухов, С. Г. Методика оптимизации состава оборудования электроэнергетических систем на основе возобновляемых источников энергии / С. Г. Обухов, Г. Н. Климова, А. Ибрагим // Вестник ИГЭУ. 2020. № 6. С. 25–38.
 22. Lundberg, S. Performance Comparison of Wind Park Configurations: Technical Report No 30R / S. Lundberg. Chalmers University of Technology, 2003. 202 p.
 23. Gerdes, G. Case Study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms / G. Gerdes, A. Tiedemann, S. Zeelenberg. Groningen: University of Groningen, 2008. 158 p.
 24. Vestas V80 Offshore. [Electronic Resource]. Mode of access: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/668-vestas-v80-offshore>. Date of access: 15.12.2020.
 25. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness Project (KIS-ORCA). Horns Rev 1 Awareness Chart [Electronic Resource]. Mode of access: <https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2022/03/Chart-38-Horns-Rev-1.pdf>. Date of access: 15.12.2020.
 26. Nexans Submarine Power Cables [Electronic Resource]. Mode of access: https://www.nexans.com/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf. Date of access: 16.12.2020.
 27. XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems: User's Guide [Electronic Resource]. Mode of access: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>. Date of Access: 16.12.2020.
 28. RP5 Weather Archive in Blavand [Electronic Resource]. Mode of access: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Date of access: 16.12.2020.
 29. Обухов, С. Г. Сравнительный анализ методов оценки параметров распределения Вейбулла для повышения точности прогнозирования ветроэнергетического потенциала / С. Г. Обухов, Д. Ю. Давыдов // Международный технико-экономический журнал. 2019. № 5. С. 7–15. <https://doi.org/10.34286/1995-4646-2019-68-5-7-15>.
- Поступила 29.01.2021 Подписана в печать 24.12.2021 Опубликовано онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. Marchenko O. V., Solomin S. V. (2020) Competitiveness of Solar and Wind Power Plants in the Countries of the Commonwealth of Independent States. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (4), 301–311. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311> (in Russian).
2. Petrusha U. S., Papkova N. A. (2019) The Prospects for Wind Energy Development in the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134> (in Russian).
3. Global Wind Energy Council. *Global Offshore Wind Report 2020*. Available at: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>.
4. Li J., Wang G., Li Z., Yang S., Chong W. T., Xiang X. (2020) A Review on Development of Offshore Wind Energy Conversion System. *International Journal of Energy Research*, 44 (12), 9283–9297. <https://doi.org/10.1002/er.5751>.
5. U. S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2020. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources*. Available at: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
6. Barthelmie R. J., Hansen K., Frandsen S. T., Rathmann O., Schepers J. G., Schlez W., Phillips J., Rados K., Zervos A., Politis E. S., Chaviaropoulos P. K. (2009). Modelling and Measuring Flow and Wind Turbine Wakes in Large Wind Farms Offshore. *Wind Energy*, 12 (5), 431–444. <https://doi.org/10.1002/we.348>.
7. Davydov D. Y., Obukhov S. G. (2020) Wind Farm Layout Optimization Considering Wake Effects and Length of Power Collection Cables. *Energobezrezhenie i Vodopodgotovka = Energysaving and Watertreatment*, 125 (3), 30–34 (in Russian).
8. Hou P., Zhu J., Ma K., Yang G., Hu W., Chen Z. (2019) A Review of Offshore Wind Farm Layout Optimization and Electrical System Design Methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7, 975–986. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0550-5>.

9. Herbert-Acero J. F., Probst O., Réthoré P., Larsen G. C., Castillo-Villar K. K. (2014) A Review of Methodological Approaches for the Design and Optimization of Wind Farms. *Energies*, 7 (11), 6930–7016. <https://doi.org/10.3390/en7116930>.
10. González J., Trigo-García A., Payán M., Santos J., González Rodríguez A. (2017) Optimal Wind-Turbine Micro-Siting of Offshore Wind Farms: A Grid-Like Layout Approach. *Applied Energy*, 200, 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.071>.
11. Feng J., Shen W. Z. (2020) Co-Optimization of the Shape, Orientation and Layout of Offshore Wind Farms. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 042023. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042023>.
12. Hou P., Hu W., Soltani M., Chen C., Chen Z. (2017) Combined Optimization for Offshore Wind Turbine Micro Siting. *Applied Energy*, 189, 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.083>.
13. Elkinton C. N., Manwell J. F., McGowan J. G. (2008) Algorithms for Offshore Wind Farm Layout Optimization. *Wind Engineering*, 32 (1), 67–84. <https://doi.org/10.1260/030952408784305877>.
14. Esau L. R., Williams K. C. (1966) On Teleprocessing System Design: Part II a Method for Approximating the Optimal Network. *IBM Systems Journal*, 5 (3), 142–147. <https://doi.org/10.1147/sj.53.0142>.
15. Katsouris G. (2015) *Infield Cable Topology Optimization of Offshore Wind Farms: Master of Science Thesis*. Delft, Delft University of Technology. 86.
16. Fischetti M., Pisinger D. (2018) Optimal Wind Farm Cable Routing: Modeling Branches and Offshore Transformer Modules. *Networks*, 72 (1), 42–59. <https://doi.org/10.1002/net.21804>.
17. Erdem U. M. (2010) *Fast Line Segment Intersection. MATLAB Central File Exchange*. Available at: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27205-fast-line-segment-intersection>.
18. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. (1987) A Simple Model for Cluster Efficiency. *EWEC'86. Proceedings. European Wind Energy Association Conference and Exhibition Vol. 1*. Rome, 407–410.
19. Feng J., Shen W. Z. (2015) Solving the Wind Farm Layout Optimization Problem Using Random Search Algorithm. *Renewable Energy*, 78, 182–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.005>.
20. Frohboese P., Schmuck C. (2010) Thrust Coefficients Used for Estimation of Wake Effects for Fatigue Load Calculation. *European Wind Energy Conference and Exhibition*. Warsaw.
21. Obukhov S. G., Klimova G. N., Ibrahim A. (2020) Methodology of Optimum Unit Commitment of Energy Systems with Renewable Energy Sources. *Vestnik IGEU = Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*, (6), 25–38 (in Russian).
22. Lundberg S. (2003) *Performance Comparison of Wind Park Configurations*. Technical Report No 30R. Goteborg, Chalmers University of Technology. 202.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. (2008) Case Study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms. S. l. University of Groningen. 158.
24. *Vestas V80 Offshore*. Available at: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/668-vestas-v80-offshore> (Accessed 15 December 2020).
25. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Horns Rev 1 Awareness Chart. Available at: <https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2022/03/Chart-38-Horns-Rev-1.pdf> (Accessed 15 December 2020).
26. *Nexans Submarine Power Cables*. Available at: https://www.nexans.com/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf (Accessed 16 December 2020).
27. *XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems: User's Guide*. Available at: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>. (Accessed 16 December 2020).
28. *RP5 Weather Archive in Blavand*. Available at: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand (Accessed 16 December 2020).
29. Obukhov S. G., Davydov D. Y. (2019) Comparative Study of Methods for Estimating Weibull Parameters to Improve Accuracy of Probabilistic Wind Energy Models. *Mezhdunarodnyi Tekhniko-Ekonomicheskii Zhurnal = The International Technical-Economic Journal*, 5, 7–15. <https://doi.org/10.34286/1995-4646-2019-68-5-7-15> (in Russian).