

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ



УДК 621.311

DOI:10.30724/1998-9903-2023-25-5-30-41

МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ И ВЛИЯНИЕ НА НИХ СКОРОСТИ ВЕТРА

Бекиров¹ Э.А., Воскресенская¹ С.Н., Рамазанова² З.У., Бекиров¹ О.С.

¹Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского,
г. Симферополь, Россия

²ООО «КРЫМ-ИРЕЙ», г. Симферополь, Россия

Bekirov.e.a@cfuv.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования заключается в анализе влияния указания интервала скорости ветра на расчет выработки электроэнергии определенными ветроэнергетическими установками, используемыми в Крыму. ЦЕЛЬ. Анализ методик, которые могут быть использованы для оценки выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками в различных случаях, а также оценка влияния на точность прогноза интервала указания скорости при использовании «полуагрегированных» данных. МЕТОДЫ. В ходе исследования использовались аналитические и расчетные методы, в частности, метод замены переменной, распределение Рэлея, методика Милевского. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье рассмотрены методики расчета выработки электроэнергии для трех случаев. В первом случае используются первичные данные наблюдений, поэтому он применим только, когда непосредственно в данной местности присутствует метеостанция. Второй случай описывает ход вычислений при частичной затенённости датчиков характеристик ветра, когда рельеф местности более сложный. Здесь необходимо классифицировать степень открытости датчика скорости ветра. Если площадка расположена вдали от метеостанций или метеопостов, используется третья методика. При этом выбор узлов интерполяции показателей потенциальной выработки электроэнергии может быть достаточно сложным. Также проведена оценка влияния скорости ветра на выработку электроэнергии ветроэнергетической установкой. При этом менялось количество интервалов агрегирования и сам интервал агрегирования, а результаты найдены для двух ветроэнергетических установок USW56-100 и T600-48, распространенных в Крыму. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Ветроэнергетика является одним из перспективных направлений, но часто из-за отличий прогнозных данных от фактических возникают сложности при интегрировании в общую энергосистему. Поэтому важно развивать методики оценки выработки и точность при их использовании.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка; скорость ветра; выработка; мощность; относительная погрешность; метеостанция.

Для цитирования: Бекиров Э.А., Воскресенская С.Н., Рамазанова З.У., Бекиров О.С. Методики расчета выработки электрической энергии ветроэнергетическими установками и влияние на них скорости ветра // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 5. С. 30-41. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-5-30-41.

METHODS OF CALCULATING ELECTRIC POWER GENERATION BY WIND TURBINES AND THEIR INFLUENCE ON WIND SPEED

Bekirov E.A.¹, Voskresenskaya S.N.¹, Ramazanova Z.U.², Bekirov O.S.¹

¹V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia

²Limited Liability Company «CRIMEA-IREY», Simferopol, Russia

Bekirov.e.a@cfuv.ru

Abstract: *RELEVANCE* of the study lies in the analysis of the influence of specifying the wind speed interval on the calculation of electricity generation by certain wind turbines used in the Crimea. *PURPOSE.* Analysis of techniques that can be used to estimate electric power generation by wind turbines in various cases, as well as an assessment of the impact on the accuracy of the forecast of the speed indication interval when using "semi-aggregated" data. *METHODS.* Analytical and computational methods were used in the study, in particular, the variable substitution method, Rayleigh distribution, and the Milewski method. *RESULTS.* In the article the methods of calculating the electric power generation for three cases are considered. The first case uses primary observational data, so it is applicable only when a weather station is directly present in the area. The second case describes the course of calculations when the wind characteristics sensors are partially shaded and when the terrain is more complex. Here it is necessary to classify the degree of openness of the wind speed sensor. If the site is located far from weather stations or weather posts, the third method is used. In this case, the choice of interpolation nodes of the indicators of potential power generation can be quite complex. We also evaluated the effect of wind speed on electricity generation by a wind turbine. The number of aggregation intervals and the aggregation interval itself were changed, and the results were found for two wind turbines USW56-100 and T600-48, common in the Crimea. *CONCLUSIONS.* Wind energy is one of the promising areas, but often because of the differences between the forecast data and the actual, there are difficulties in integrating into the overall energy system. Therefore, it is important to develop methods for estimating the generation and accuracy in their use.

Keywords: wind turbine; wind speed; generation; power; relative error; meteorological station.

For citation: Bekirov E.A., Voskresenskaya S.N., Ramazanova Z.U., Bekirov O.S. Methods of calculating electric power generation by wind turbines and their influence on wind speed. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023; 25 (5): 30-41. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-5-30-41.

Введение (Introduction)

В последнее время в связи с уменьшением запасов органического топлива во всем мире, по мере возможности, начали более широко внедрять возобновляемые источники энергии. Одним из таких источников является ветер. Скорость и направление ветра невозможно предсказать с высокой точностью на длительный период времени, хотя для выявления этих данных и существуют многочисленные методики: численное прогнозирование погоды (NWP модели) [1, 2]; использование статистических моделей [1, 2]; метод фильтров Калмана [2]; с помощью интегрированной модели авторегрессии (скользящего среднего) для анализа временных рядов *ARIMA* и ее разновидностей [2]; с помощью сети Байеса [2]; использование нечеткой системной модели [1, 2]; использование нейронных сетей [1, 2]; комбинированная модель, основанная на модифицированной модели Трансформера и вариационных методах разложения [3, 4]; метод выбора характеристик с помощью пакета *Boruta* при машинной обработке данных [5] и др. В связи с этим затрудняется прогнозирование генерации электрической энергии ветроэнергетическими установками (ВЭУ). Погрешности прогнозирования могут иметь существенные значения и необходимо проводить их оценку.

Методики оценки непосредственно наблюдаемых скоростей и направлений ветра также могут быть различными и основываться: на измерениях с помощью анемометров [6]; на использовании нечеткой регрессионной модели [7 – 9]; на использовании усредненных данных и адаптивных компактных нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования [10, 11]; на использовании метода Чебышева, заключающегося в разложении ряда данных по полиномам [12], а также методов Адамса, Геминга и Милна (формул «предиктор-корректор») [13]; на использовании спутниковой съемки и дальнейшей цифровой обработке изображений [14] и др.

Следующим этапом является определение выработки электроэнергии, которая может быть получена в определенных условиях на рассматриваемой площадке расчетными методами [15, 16], в том числе с использованием специальных программ [17]. Эти значения могут быть использованы в процессе диспетчеризации для управления работой ветроэлектростанции и реализации электроэнергии на рынках мощности и энергии.

Целью исследования является анализ методик, которые могут быть использованы для оценки выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками в различных

случаях. При этом учитывается влияние интервалов указываемых скоростей ветра на точность прогноза.

Научная значимость заключается в обобщении и анализе существующих методик и выведении рекомендаций для конкретных рассмотренных случаев. Практическая значимость заключается в том, что исследование имеет привязку к местности и определенным типам ветроэнергетических установок, поэтому можно провести сравнение и просчитать погрешности при выборе разных интервалов скоростей ветра метеопрогноза.

Материалы и методы (Materials and methods)

1. Методика оценки годовой выработки электроэнергии ВЭУ по первичным данным наблюдений метеостанции

Расчётная выработка электроэнергии ВЭУ за год в данном случае определяется следующим образом:

$$E = \sum_{i=0}^{2919} E_i, \quad (1)$$

где E_i — выработка электроэнергии ВЭУ (в кВт·час) за i -й интервал времени между замера скорости ветра на метеостанции (МС), интервал начинается с $(i-1)$ замера.

В том случае, если каждое слагаемое в формуле (1) определять для трехчасового интервала времени, то выработка электроэнергии за этот интервал определяется по формуле

$$E_i = 3 \cdot \bar{P}_i, \quad (2)$$

где \bar{P}_i — средняя мощность (кВт), генерируемая ВЭУ за i -й интервал времени (длительность интервала составляет три часа).

В настоящее время чаще в формулу (2) вместо средней мощности подставляют мощность, соответствующую скорости ветра, замеренной в начальный момент интервала. Это соответствует предположению о постоянстве скорости ветра на протяжении всего трёхчасового интервала.

Для проверки этого предположения сделаны выборки из данных, зарегистрированных автоматизированными электронными приборами, записывающими в свою память средние скорости ветра за каждые десять минут. Таким образом, за три часа осуществляется 18 записей. Характерный график для такого рода выборки приведен на рисунке 1.

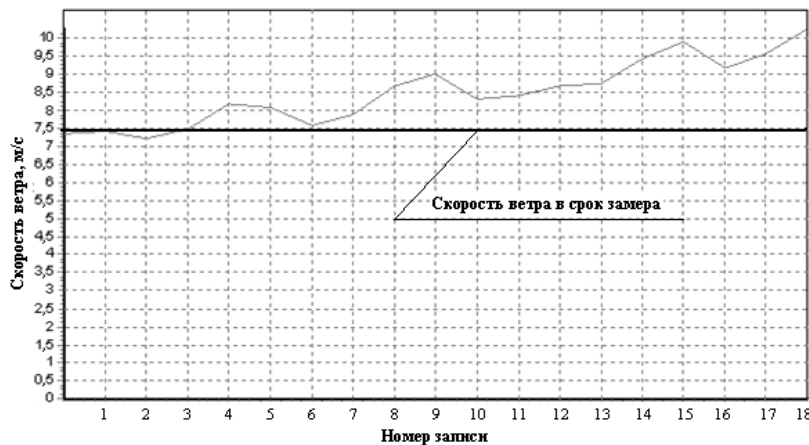


Рис. 1. Характерный график набора скорости ветра за трёхчасовой интервал Fig. 1. Typical plot of wind speed gain over a three-hour interval

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Из рисунка 1 видно, что имеет место постепенный набор (в противном случае — постепенное снижение) скорости ветра. Поэтому использование лишь постоянной скорости ветра для оценки выработки ВЭУ за трёхчасовой интервал может приводить к значительным погрешностям.

В действительности же, мощность, генерированная ВЭУ — это случайная величина, которая является детерминированной функцией другой случайной величины — скорости ветра на высоте оси ротора, т.е. $P = P(v)$. Согласно теории вероятностей, среднее значение (математическое ожидание) такой случайной величины на интервале $[v_i, v_{i+1}]$ определяется по формуле

$$\bar{P}_i = \int_{v_i}^{v_{i+1}} P(v) \cdot f_i(v) dv, \quad (3)$$

где $f_i(v)$ — функция плотности распределения скорости ветра на i -м интервале времени.

Анализ данных автоматизированных электронных приборов показал, что внутри трёхчасовых интервалов времени скорости ветра распределены по закону, который в первом приближении можно считать равномерным. Функция плотности распределения случайной величины v , равномерно распределённой на интервале $[v_i, v_{i+1}]$, имеет вид:

$$f_i(v) = \begin{cases} \frac{1}{v_{i+1} - v_i}, & \text{если } v \in [v_{i+1}, v_i], \\ 0 & \text{в противном случае.} \end{cases} \quad (4)$$

Тогда формула для средней генерированной мощности (3) конкретизируется:

$$\bar{P}_i = \frac{1}{v_{i+1} - v_i} \int_{v_i}^{v_{i+1}} P(v) dv. \quad (5)$$

Таким образом, окончательная формула расчёта годовой выработки электроэнергии ВЭУ имеет вид:

$$E = \sum_{i=0}^{2919} E_i = 3 \sum_{i=0}^{2919} \bar{P}_i = 3 \sum_{i=0}^{2919} \frac{1}{v_{i+1} - v_i} \int_{v_i}^{v_{i+1}} P(v) dv. \quad (6)$$

Для определения первообразной логистической функции (7).

$$P(v) = \frac{a}{1 + be^{-c \cdot v}}, \quad (7)$$

где v — скорость ветра;

P — генерированная мощность ВЭУ;

a, c — параметры ($a > \max P$);

b — числовое значение, получаемое при решении дифференциального уравнения зависимости мощности от скорости ветра,

применяемой для моделирования характеристики мощности ВЭУ Т600-48, воспользуемся методом замены переменной, а именно:

$$P(v) = \int \frac{a}{1 + be^{-c \cdot v}} dv \equiv \left| \begin{array}{l} t = 1 + be^{-c \cdot v}, \\ dv = -\frac{1}{bc} e^{c \cdot v} dt \\ e^{c \cdot v} = \frac{b}{t-1}, \\ dv = -\frac{1}{c} \frac{dt}{t-1} \end{array} \right| = -\frac{a}{c} \int \frac{dt}{t(t-1)} =$$

$$= -\frac{a}{c} \left(\int \frac{dt}{(t-1)} - \int \frac{dt}{t} \right) = -\frac{a}{c} \ln \left(1 - \frac{1}{t} \right) = -\frac{a}{c} \ln \left(1 - \frac{1}{1 + be^{-c \cdot v}} \right)$$

С учётом (8) формула (5) конкретизируется в виде:

$$\bar{P}_i = \frac{1}{v_{i+1} - v_i} [P(v_{i+1}) - P(v_i)] = \frac{a}{c(v_{i+1} - v_i)} \ln \frac{1 - \frac{1}{1 + be^{-c \cdot v_i}}}{1 - \frac{1}{1 + be^{-c \cdot v_{i+1}}}}. \quad (9)$$

Формулы (5) и, соответственно, (9) имеют место в случае, если $v_{out} > v_i > v_{in}$. Если $v_{in} \in [v_i, v_{i+1}]$, то нижний предел интегрирования в (5) следует заменить на v_{in} . Если же $v_{out} \in [v_i, v_{i+1}]$, то верхний предел интегрирования в (5) следует заменить на v_{out} . Соответствующим образом корректируется и формула (9).

2. Методика оценки потенциальной выработки электроэнергии ВЭУ при частичной затенённости датчиков характеристик ветра

В метеорологии существует ряд методик учёта затенённости датчика скорости ветра, среди которых наибольшее распространение в последнее время получила методика

Милевского. Она состоит в следующем. Степень открытости датчика скорости ветра классифицируется согласно табл. 1 [18].

Поправочный коэффициент скорости ветра рассчитывается по формуле

$$k = \frac{K_0}{K_f}, \quad (10)$$

где K_0, K_f — классы месторасположения метеостанции (верхняя часть табл. 1) и степени затенённости датчика скорости ветра (нижняя часть табл. 1).

Если фактические условия открытости метеостанции хуже, чем условия открытой ровной местности в данной локализации ($K_f < K_0$), то поправочный коэффициент $k > 1$, то есть, скорректированная скорость ветра будет выше исходной.

К недостаткам применения данной методики для целей ветроэнергетики следует отнести то, что с её помощью предусмотрена корректировка среднегодовой скорости ветра, которой метеорологи чаще всего характеризуют ветровой потенциал территории. Однако данный показатель для ветроэнергетики является слишком грубым, может привести к ошибочным оценкам. Кроме того, классификация затенённости местности осуществляется на основе визуальной оценки, что приводит к неоднозначности и погрешности корректировки скорости ветра.

В статье предложена методика объективной оценки выработки электроэнергии ВЭУ на площадке в условиях её частичной затенённости. Эта методика состоит в выполнении следующих шагов:

1. Сбор «срочных» данных наблюдений характеристик ветра для всех метеостанций региона (желательно, не менее чем за десятилетний период).

Таблица 1

Table 1

Классификация месторасположения метеостанции и степени затенённости датчика скорости ветра по Милевскому
Classification the location of the weather station and the degree of shading of the wind speed sensor according to Milevsky

Степень открытости датчика скорости ветра	Форма рельефа		
	выпуклая	плоская	вогнутая
Близ водных поверхностей			
Открытое побережье:			
океана или открытого (внешнего) моря	12	11	10
закрытого (внутреннего) моря	11	10	9
залива или большого озера	10	9	8
большой реки	9	8	7
Вдали от водных поверхностей			
Ниже датчика скорости ветра:			
нет никаких элементов затенения	8	7	6
отдельные элементы затенения	7	6	5
среди элементов затенения	6	5	4
Выше датчика скорости ветра:			
среди элементов затенения	4	4	4

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

2. Обследование МС, построение роз затенений датчиков характеристик ветра, уточнение хронологии формирования препятствий.

3. Если исходная площадка МС затенена более, чем по двум секторам направлений ветра, то следует собрать данные за период, предшествующий возникновению препятствий. Такие данные, как правило, хранятся в виде гистограмм скорости ветра. Если данные за период, предшествующий возникновению препятствий, отсутствуют, то оценка выработки электроэнергии ВЭУ считается не определённой и данная МС исключается из рассмотрения. Если площадка затенена по одному или двум секторам направлений ветра, то следует перейти к следующему пункту 4.

4. Расчёт среднегодовой выработки электроэнергии ВЭУ для ветров, преобладающих в каждом секторе направлений, и формирование энергетической розы ветров. Для расчёта используются данные «срочных» измерений характеристик ветра. Соответствующая методика расчёта среднегодовой выработки электроэнергии ВЭУ описана выше, ее следует применить для данных каждого сектора направлений ветра в отдельности.

5. Следует найти близлежащую МС или другой источник данных о ветре, датчики характеристик ветра которого открыты в направлениях, затенённых у исходной площадки. Такой близлежащий источник данных должен находиться с «затенённой» МС в одинаковых условиях формирования ветрового режима. Если такие источники данных имеются, то следует рассчитать выработку электроэнергии ВЭУ за счёт ветров этих направлений. Если ближайшим источником данных о характеристиках ветра является МС, то расчёт осуществляется по вышеизложенной методике; если это метеопост электронной регистрации характеристик ветра, то для расчёта целесообразно использовать метод, предложенный в [19]. Затем необходимо заменить выработку электроэнергии ВЭУ в «затенённых» секторах МС на выработку, рассчитанную для этих секторов у близлежащей МС, и пересчитать суммарную среднегодовую выработку ВЭУ. Если у близлежащих источников к исходной площадке эти сектора также затенены, то оценка выработки электроэнергии ВЭУ считается не определённой и данная МС исключается из рассмотрения.

3. Методика оценки показателей потенциальной выработки электроэнергии ВЭУ в произвольном пункте региона

Для получения оценки потенциальной выработки ВЭУ в произвольном пункте региона, отличном от пункта расположения источника информации о характеристиках ветра (узла интерполяции), предлагается следующая методика.

Предварительно задаётся целое положительное число m — количество узлов интерполяции, используемых при расчёте показателя в произвольном пункте.

В качестве оценки значения показателя в произвольном пункте территории региона принимается средневзвешенное значение оценок соответствующего показателя в узлах интерполяции. В качестве весов принимаются величины, обратные расстояниям между пунктом, для которого выполняется интерполяция, и узлами интерполяции. Тогда:

$$p = \sum_{i=1}^m w_i \cdot p_i, \quad (11)$$

$$w_i = \frac{\frac{1}{d_i}}{\sum_{j=1}^m \frac{1}{d_j}}, i = 1, \dots, m, \quad (12)$$

где p — значение показателя потенциальной выработки электроэнергии ВЭУ в пункте, в котором отсутствует источник информации о характеристиках ветра;

d_i — расстояние от данного пункта до i -го узла интерполяции ($i = 1, \dots, m$);

p_i — оценка показателя ПВЭ ВЭУ для i -го узла интерполяции ($i = 1, \dots, m$).

Выбор узлов интерполяции показателей потенциальной выработки электроэнергии ВЭУ для произвольного пункта предлагается осуществлять одним из двух методов: методом «ближайших соседей» и методом триангуляции.

В первом методе отбираются m узлов, ближайших к данному пункту. Во втором методе в качестве узлов интерполяции отбираются три вершины треугольника, внутрь которого попадает данный пункт.

В любом случае для оценки мощности и выработки ВЭУ необходимы данные скорости ветра для конкретной площадки. Чем точнее будут эти данные, тем более эффективным является прогноз.

Результаты и обсуждение (Results and Discussions)

Оценка влияния скорости ветра на расчет выработки ВЭУ

В метеоархивах информация о скоростях ветра хранится и доступна на одном из трёх уровней агрегирования:

- первичные (не агрегированные) данные о скоростях и ветра («срочные» данные);
- «полуагрегированные» данные — повторяемости (гистограммы) скоростей ветра;
- «высокоагрегированные» данные — среднемесячные и среднегодовые скорости ветра.

Использование «высокоагрегированных» данных уменьшает сложность обработки, но и существенно снижает обоснованность оценки ветроэнергетического потенциала. Применение таких данных возможно лишь для первичной, очень приблизительной оценки возможностей ветроэнергетики в регионе.

В расчётах долгосрочного прогноза выработки электроэнергии ВЭУ, как правило, используются «полуагрегированные» данные о скорости ветра, хранящиеся в виде гистограмм. Метеостанции осуществляют регистрацию скорости ветра с точностью до 1 м/с. Затем первичные данные агрегируются и хранятся в архивах в виде гистограмм, интервалы которых, в основном, имеют длину 2 м/с.

Такие гистограммы скорости ветра организационно и коммерчески существенно доступнее первичных данных, их можно получить за весьма длительный период ретроспективы. Обработка гистограмм скорости ветра требует намного меньше трудозатрат, чем обработка первичных данных. В ряде случаев, например, при необходимости привлечения данных наблюдений за период более, чем десятилетней давности, «полуагрегированные» данные являются единственно доступными данными, пригодными для расчёта выработки электроэнергии ВЭУ. В то же время ясно, что любое агрегирование данных всегда приводит к определённой погрешности расчёта выработки электроэнергии ВЭУ.

В связи с этим возникают вопросы:

- является ли точность регистрации скорости ветра на МС достаточной для выполнения на основе этих данных расчёта ветроэнергетических показателей?
- не приводит ли агрегирование (в виде гистограмм) данных о скорости ветра к значительным искажениям в ветроэнергетических расчётах?

Ответы на данные вопросы необходимы для оценки обоснованности использования указанных («полуагрегированных») данных МС в практических ветроэнергетических расчётах.

Непосредственное решение данной проблемы на базе анализа фактических данных невозможно, поскольку хранящиеся в архивах гистограммы наблюдаемых скоростей ветра привязаны к фиксированной системе интервалов. По этим данным не могут быть пересчитаны количества случаев для более узких интервалов с тем, чтобы сравнить затем результаты расчётов выработки электроэнергии ВЭУ, полученные на основании данных разных способов агрегирования.

Требуемые оценки точности можно получить для использования определённого теоретического распределения скоростей ветра. В качестве такого распределения можно выбрать распределение Рэля, которое довольно часто используется для моделирования распределения скорости ветра. Функция распределения Рэля имеет вид:

$$R(v) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2 \right], \quad (13)$$

где \bar{v} — среднее значение скорости ветра.

Графики плотности распределения Рэля для различных средних скоростей ветра представлены на рисунке 2.

Расчёт выработки электроэнергии ВЭУ при условии, что на высоте датчика скорость ветра является случайной величиной, имеющей распределение Рэля, состоит в выполнении следующей последовательности действий.

1) Расчёт коэффициента учёта высоты ВЭУ согласно формуле пересчёта скорости ветра на высоте (формула Хеллмана):

$$k = \left(\frac{h_1}{h_0} \right)^\alpha, \quad (14)$$

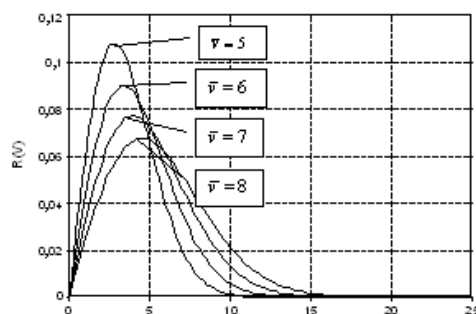


Рис. 2. Графики плотности распределения Рэля

Fig. 2. Rayleigh distribution density plots

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

где α — показатель степени, зависящий от шероховатости подстилающей поверхности в окрестности площадки, в расчётах использовано стандартное значение примерно равное 0,14;

h_0 — высота датчика скорости ветра;

h_1 — высота оси ротора ВЭУ ($h_1 > h_0$).

2) Расчёт количества интервалов агрегирования скорости ветра:

$$N = \begin{cases} \frac{v_e - v_b}{k \cdot \Delta v}, \text{ если } \text{frac}\left(\frac{v_e - v_b}{k \cdot \Delta v}\right) = 0, \\ \text{int}\left(\frac{v_e - v_b}{k \cdot \Delta v}\right) + 1, \text{ если } \text{frac}\left(\frac{v_e - v_b}{k \cdot \Delta v}\right) \neq 0, \end{cases}, \quad (15)$$

где v_b — скорость включения ВЭУ;

v_e — скорость отключения ВЭУ;

Δv — длина интервала гистограммы скорости ветра;

$\text{int}(x)$ — целая часть числа x ;

$\text{frac}(x)$ — дробная часть числа x .

3) Расчёт узловых точек гистограммы скорости ветра для высоты датчика:

$$v_1 = \frac{v_b}{k}, v_i = v_{i-1} + \Delta v, i = 2, \dots, N, v_{N+1} = \frac{v_e}{k}. \quad (16)$$

4) Расчёт вероятностей попадания скорости ветра в заданные интервалы:

$$f_i = R(v_{i+1}) - R(v_i) = \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_i}{\bar{v}}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_{i+1}}{\bar{v}}\right)^2\right), i = 1, \dots, N. \quad (17)$$

5) Пересчёт узловых точек для высоты оси ротора ВЭУ:

$$v'_i = k v_i, i = 1, \dots, N. \quad (18)$$

6) Оценка выработки электроэнергии ВЭУ:

$$E \approx 8760 \sum_{i=1}^N P\left(\frac{v'_i + v'_{i+1}}{2}\right) \cdot f_i, \quad (19)$$

где $P = P(v)$ — характеристика мощности ВЭУ.

Оптимальной длиной Δv^* интервала гистограммы скорости ветра будем считать такую максимальную длину интервала, уменьшение которой вдвое не приводит к существенному изменению расчётной выработки электроэнергии ВЭУ. Этому определению соответствует формула

$$\Delta v^* = \arg \max \left\{ \Delta v \left| \frac{E(\Delta v) - E\left(\frac{\Delta v}{2}\right)}{E\left(\frac{\Delta v}{2}\right)} \leq \varepsilon \right. \right\}, \quad (20)$$

где $\varepsilon > 0$ — наперёд заданная допустимая величина относительного уровня «незначимости» перехода к более узким интервалам гистограммы скорости ветра.

В таблицах 2 – 7 представлены результаты выполненных по представленной методике расчётов для двух типов ВЭУ USW56-100 и T600-48 для площадки на территории Крыма.

Таблица 2

Table 2

Результаты расчета годовой выработки электроэнергии ВЭУ USW56-100, кВт·час
The results of the calculation of the annual power generation of the wind turbine WUSW56-100, kWh

Δv , м/с	Годовая выработка, кВт·час, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
0,5	129882	225168	329991	431697
1	130661	225855	330533	432084
2	133822	228617	332697	433622
4	147467	239984	341289	439327

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 3

Table 3

Относительные погрешности (%) расчёта выработки электроэнергии ВЭУ USW56-100 в сравнении с расчётом при ширине интервала гистограммы скорости ветра 0,5 м/с
Relative errors (%) in calculating the power generation of wind turbines USW56-100 in comparison with the calculation with the width of the histogram interval of the wind speed of 0.5 m/s

Δv , м/с	Относительные погрешности, %, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
1	0,60	0,31	0,16	0,09
2	3,03	1,53	0,82	0,45
4	13,54	6,58	3,42	1,77

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 4

Table 4

Относительные погрешности (%) расчёта выработки электроэнергии ВЭУ USW56-100 при удвоении ширины интервала гистограммы скорости ветра
Relative errors (%) in calculating wind turbine power generation USW 56-100 when doubling the width of the wind speed histogram interval

Δv , м/с	Относительные погрешности, %, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
1	0,60	0,31	0,16	0,09
2	2,42	1,22	0,65	0,36
4	10,20	4,97	2,58	1,32

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 5

Table 5

Результаты расчёта годовой выработки электроэнергии ВЭУ Т600-48, кВт·час
The results of calculating the annual electricity generation of wind turbine T600-48, kWh

Δv , м/с	Годовая выработка, кВт·час, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
0,5	1570334	2183458	2704855	3105734
1	1574016	2185557	2705812	3105963
2	1588456	2193839	2709618	3106898
4	1625257	2226680	2735452	3125819

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 6

Table 6

Относительные погрешности (%) расчёта выработки электроэнергии ВЭУ Т600-48 в сравнении с расчётом при ширине интервала гистограммы скорости ветра 0,5 м/с
Relative errors (%) in calculating the power generation of the wind turbine T600-48 in comparison with the calculation with the width of the histogram interval of the wind speed of 0.5 m/s

Δv , м/с	Относительные погрешности, %, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
1	0,23	0,10	0,04	0,01
2	1,15	0,48	0,18	0,04
4	3,50	1,98	1,13	0,65

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 7

Table 7

Относительные погрешности (%) расчёта выработки электроэнергии ВЭУ Т600-48 при удвоении ширины интервала гистограммы скорости ветра
Relative errors (%) in calculating the power generation of the wind turbine T600-48 when doubling the width of the interval of the histogram of wind speed

Δv , м/с	Относительные погрешности, %, при \bar{v} , м/с			
	5	6	7	8
1	0,23	0,10	0,04	0,01
2	0,92	0,38	0,14	0,03
4	2,32	1,50	0,95	0,61

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Ветровые электростанции строятся, как правило, в местности, где среднегодовая скорость ветра составляет 5 — 7 м/с. Из приведенных выше таблиц следует, что удвоение точности измерения скорости ветра (по отношению к действующей методике) приводит к несущественному уточнению оценки выработки электроэнергии ВЭУ.

Таким образом, на основании сделанных оценок можно заключить, что использование архивных данных о скорости ветра, хранящихся в виде гистограмм с интервалами, соответствующими методике Всемирной Метеорологической Организации, обеспечивает достаточную для практики точность ветроэнергетических расчётов. В то же время отметим, что использовать указанные данные можно только для площадок, датчики скорости ветра на которых абсолютно открыты.

Оценка выработки электроэнергии ВЭУ на площадке МС в условиях частичной затенённости датчиков характеристик ветра осуществляется путём детального анализа энергетической структуры ветра на данной площадке и на площадках близко расположенных МС. Такой анализ возможен лишь при использовании «срочных» данных о скорости и направлении ветра в одни и те же моменты времени.

Заключение (Conclusions)

Таким образом, в статье предложены методики для оценки выработки электроэнергии ВЭУ для трех различных случаев: когда расчет ведется по первичным данным наблюдений метеостанции; при частичной затенённости датчиков характеристик ветра; в произвольном пункте региона, в котором отсутствуют источники данных о характеристиках ветра. Они были использованы для расчета выработки ВЭУ USW56-100 и T600-48 на территории Крыма. При этом рассматривалось влияние точности измерения скорости ветра по предложенным методикам на результаты. Выявлено, что относительные погрешности при удвоении точности меняются незначительно. Это актуально при гистограммах скорости с интервалами 1 и 2 м/с, наиболее часто используемых в расчетах. Если взять гистограмму с интервалом 4 м/с (в реальном случае практически не применяется), то для ВЭУ USW56-100 при скорости ветра, например, 5 м/с относительные погрешности будут отличаться на 3,34 %, а для ВЭУ T600-48 на 1,18 %.

Литература

1. Nicksson Freitas, Marcelino Silva, Meiry Sakamoto. Wind Speed Forecasting: A Review. International Journal of Engineering Science. 2018. 8. 10.9790/9622-0801010409.
2. Soundarapandian Vidya, Dr. S. Vidya, E. Srie, Janani Vidhya. A Review On The Hybrid Approaches For Wind Speed Forecasting Deep learning View project. International Journal of Scientific Research. 2022. 8. 1584-1590.
3. Ke Zhang, Xiao Li, Jie Su. Variable Support Segment-Based Short-Term Wind Speed Forecasting. Energies. 2022. 15. 4067. 10.3390/en15114067.
4. Tao Liang, Qing Zhao, Huan Shi. A novel combined model based on VMD and IMODA for wind speed forecasting. Journal of Intelligent & Fuzzy Systems. 2022. 42. 1-17. 10.3233/JIFS-201191.
5. Siva Sankari, Senthil Paramasivan, Karmel Arockiasamy, Saminathan Senthivel, Muthamilselvan Thangavel. Deep Learning for Wind Speed Forecasting Using Bi-LSTM with Selected Features. Intelligent Automation & Soft Computing. 2023. 35. 3829-3844. 10.32604/iasc.2023.030480.
6. Хассан Ф.А., Гайнуллина Л.Р., Тимербаев Н.Ф. Методика оценки и прогнозирования среднегодовой скорости и направления ветра на основе данных ветроизмерений. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2022. Т. 14. № 3 (55). С. 59-68.
7. Манусов В.З., Хасанзода Н., Иванов Г.В. Оценка мощности ветроэлектростанции на основе нечеткой регрессионной модели прогнозирования скорости и направления ветра. В сборнике: Альтернативная и интеллектуальная энергетика. Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 145-146.
8. Манусов В.З., Хасанзода Н. Оценка мощности ветроэнергетических установок на основе нечеткой модели ветрового потока и его вероятностных характеристик. Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2019. № 1 (42). С. 73-82.
9. Takvor Soukissian, Flora Karathanasi, E.G. Voukouvalas. Effect of Outliers in Wind Speed Assessment. Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference. Busan, Korea. Volume 1. 2014.
10. Матренин П.В., Манусов В.З., Игумнова Е.А. Устойчивое краткосрочное прогнозирование скорости ветра с помощью адаптивных компактных нейронных сетей. Проблемы региональной энергетики. 2020. № 3 (47). С. 69-80.
11. Дорошенко А.В. Применение нейросетевых алгоритмов при оценке и прогнозировании ветровой комфортности. БСТ: Бюллетень строительной техники. 2020. № 3 (1027). С. 22-23.

12. Буяльский В.И. Автоматизированная система управления ветроэнергетической установкой на базе прогнозирования скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии. Наука и мир. 2017. № 9-1 (49). С. 14-19.

13. Клен Е.С., Яременко М.К., Жуйков В.Я. Влияние погрешности прогнозирования скорости ветра на величину зоны управляемой работы накопителя в системе с ветрогенератором. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2020. № 57. С. 35-41.

14. Meysam Majidi Nezhad, Mehdi Neshat, Azim Heydari, Armin Razmjoo, Giuseppe Piras, Davide Astiaso Garcia. A new methodology for offshore wind speed assessment integrating Sentinel-1, ERA-Interim and in-situ measurement. Renewable Energy. 2021. 172. 10.1016/j.renene.2021.03.026.

15. Елистратов В.В., Минина А.А. Методика прогнозирования выработки ВЭС для управления работой ВЭС на рынках мощности и энергии с использованием результатов дистанционного зондирования скорости ветра в приземном слое. Малая энергетика. 2014. № 1-2. С. 62-65.

16. Безъязычный В.С., Велигура С.А., Калашников А.И., Надтока И.И. Анализ зависимостей электропотребления в энергосистеме от скорости ветра и эффективной температуры воздуха и использование их при краткосрочном прогнозировании. В сборнике: Электроэнергетика глазами молодежи - 2020. материалы XI Международной научно-технической конференции. В 2-т.. Ставрополь, 2020. С. 147-150.

17. Борисов Вадим Владимирович, Синявский Юрий Владимирович, Соколов Андрей Максимович. Программа для прогнозирования выработки электрической энергии ветрогенератором. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022667180, 15.09.2022. Заявка № 2022666050 от 30.08.2022.

18. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.

19. Тучинский Б.Г., Метод оцінки вироблення електроенергії вітроелектричною установкою з даними електронної реєстрації характеристик вітру. Доклади II Международной конференции «Нетрадиционная энергетика XXI века». АР Крым. 2001. С. 95-98.

Авторы публикации

Бекиров Эскендер Алимович — д-р техн. наук., профессор, заведующий кафедрой Электроэнергетики и электротехники Физико-технического института, Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского.

Воскресенская Светлана Николаевна — канд. техн. наук, доцент кафедры Электроэнергетики и электротехники Физико-технического института Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. E-mail: Voskresenskaya.s.n@cfuv.ru.

Рамазанова Зарема Усеиновна — канд. техн. наук, директор ООО «КРЫМ-ИРЕЙ».

Бекиров Осман Серверович — магистр, Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. E-mail: Osman_bekirov@list.ru.

References

1.Nicksson Freitas, Marcelino Silva, Meiry Sakamoto.. Wind Speed Forecasting: A Review. International Journal of Engineering Science. 2018. 8. 10.9790/9622-0801010409.

2.Soundarapandian Vidya, Dr. S.Vidya, E. Srie, Janani Vidhya. A Review On The Hybrid Approaches For Wind Speed Forecasting Deep learning View project. International Journal of Scientific Research. 2022. 8. 1584-1590.

3.Ke Zhang, Xiao Li, Jie Su. Variable Support Segment-Based Short-Term Wind Speed Forecasting. Energies. 2022. 15. 4067. 10.3390/en15114067.

4.Tao Liang, Qing Zhao, Huan Shi. A novel combined model based on VMD and IMODA for wind speed forecasting. Journal of Intelligent & Fuzzy Systems. 2022. 42. 1-17. 10.3233/JIFS-201191.

5.Siva Sankari, Senthil Paramasivan, Karmel Arockiasamy, Saminathan Senthivel, Muthamilselvan Thangavel. Deep Learning for Wind Speed Forecasting Using Bi-LSTM with Selected Features. Intelligent Automation & Soft Computing. 2023. 35. 3829-3844. 10.32604/iasc.2023.030480.

6.Hassan F.A., Gainullina L.R., Timerbaev N.F. Technique of estimation and prediction of average annual wind speed and direction based on wind measurement data. Bulletin of the Kazan State Power Engineering University. 2022. V. 14. 3 (55). 59-68.

7. Manusov V.Z., Khasanzoda N., Ivanov G.V. Estimation of wind power plant capacity based on fuzzy regression model of wind speed and direction prediction. In the collection: Alternative and Intelligent Energy. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference. 2018. 145-146.
8. Manusov V.Z., Khasanzoda N. Estimation of wind power capacity based on fuzzy model of wind flow and its probabilistic characteristics. Papers of the Academy of Sciences of Higher Education of the Russian Federation. 2019. 1 (42). 73-82.
9. Takvor Soukissian, Flora Karathanasi, E.G. Voukouvalas. Effect of Outliers in Wind Speed Assessment. Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference. Busan, Korea. Volume 1. 2014.
10. Matrenin P.V., Manusov V.Z., Igumnova E.A. Stable short-term wind speed prediction using adaptive compact neural networks. Problems of regional energy. 2020. 3 (47). 69-80.
11. Doroshenko A.V. Application of neural network algorithms in the assessment and prediction of wind comfort. BST: Bulletin of Construction Engineering. 2020. 3 (1027). 22-23.
12. Buyalsky V.I. Automated control system of wind power installation based on the forecasting of wind speed and power consumption. Science and the world. 2017. 9-1 (49). 14-19.
13. Klen E.S., Yaremenko M.K., Zhuikov V.Y. Influence of wind speed prediction error on the value of the controlled operation zone of a storage device in a system with a wind generator. Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2020. 57. 35-41.
14. Meysam Majidi Nezhad, Mehdi Neshat, Azim Heydari, Armin Razmjoo, Giuseppe Piras, Davide Astiaso Garcia. A new methodology for offshore wind speed assessment integrating Sentinel-1, ERA-Interim and in-situ measurement. Renewable Energy. 2021. 172. 10.1016/j.renene.2021.03.026.
15. Elistratov V.V., Minina A.A. Technique of forecasting of WES generation for WES operation control at the power and energy markets with the use of remote sensing results of wind speed in the surface layer. Small-scale power engineering. 2014. 1-2. 62-65.
16. Bez'yazichny V.S., Veligura S.A., Kalashnikov A.I., Nadtocha I.I. Analysis of dependences of power consumption in a power system on wind speed and effective air temperature and their use for short-term forecasting. In Compendium: Electrical Power Engineering through the Eyes of the Youth - 2020. materials of the XI International Scientific and Technical Conference. In 2 vols. Stavropol, 2020. 147-150.
17. Borisov Vadim Vladimirovich, Sinyavskii Yuri Vladimirovich, Sokolov Andrey Maksimovich. Program for forecasting electrical power generation by a wind turbine generator. Registration Certificate for Computer Programme. 2022667180, September 15, 2022. Application no. 2022666050 of 30.08.2022.
18. Zubarev V.V., Minin V.A., Stepanov I.R. Utilization of wind energy in the regions of the North. L.: Nauka, 1989. 208.
19. Tuchinsky B.G., Method of estimation of electricity generation by wind power plant with data of electronic registration of wind characteristics. Reports of the II International Conference "Non-traditional energy of the XXI century". Crimea. 2001. 95-98.

Authors of the publication

Eskender A. Bekirov – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Svetlana N. Voskresenskaya – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Zarema U. Ramazanova – Limited Liability Company «CRIMEA-IREY», Simferopol, Russia.

Osman S. Bekirov – V.I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia.

Шифр научной специальности: 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы.

Получено **15.09.2023 г.**

Отредактировано **22.09.2023 г.**

Принято **05.09.2023 г.**