

УДК 621.311.24

**ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ НА ПЛОЩАДКЕ
ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ.
ЧАСТЬ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГОУСТАНОВОК (ВЭУ)
МОДЕЛИРОВАНИЕМ ВЕРТИКАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ И СКОРОСТИ ВЕТРА**

И.А. Аккозиев, Г.В. Дерюгина, М.Г. Тягунов, Т.А. Шестопалова

Предложены модели и процедуры моделирования ветровых ресурсов, вертикального профиля ветра и определения технического потенциала ветра на площадке ГЭК на территории России.

Ключевые слова: вертикальный профиль ветра; энергетическая характеристика ВЭУ; модель; гибридный энергокомплекс (ГЭК); энергоэффективность.

**WINDMILLS ON A PLATFORM OF HYBRID POWER SYSTEMS. PART 2.
DETERMINATION OF POWER WINDMILLS (WIND TURBINES) SIMULATION
OF THE VERTICAL PROFILE AND WIND SPEED**

I.A. Akkoziev, G.V. Deriugina, M.G. Tjagunov, T.A. Shestopalova

It is offered the models and modeling procedures of wind resources, the vertical wind profile and identify the technical capacity of the wind at the site of HES in Russia.

Keywords: vertical wind profile; macrobiotic characteristic wind turbine; model; hybrid power complex (HES); energy efficiency.

1. *Моделирование скорости ветра на площадке ГЭК* (в точке А) по данным метеонаблюдений включает процедуру определения МС-аналога, процедуру коррекции данных в соответствии с методикой [1], процедуру пересчета скорости ветра по данным МС-аналога.

МС-аналог выбирается из числа ближайших (в заданном радиусе) к точке А (месторасположение площадки ГЭК) метеостанций, включенных в СБД "Погода России", с учетом идентичности рельефа и открытости местности. Указанная процедура осуществляется для плоской (равнинной) с естественными и искусственными препятствиями высотой до 100 м и неплоской местности (равнинно-холмистой и низкогорной) с высотой над уровнем моря до 750 м. В случае расположения площадки ГЭК в предгорных и горных районах, не рекомендуется использование данных ближайших МС для пересчета скорости ветра, а его моделирование следует производить по данным ветромониторинга [2].

Если на площадке ГЭК проводился ветромониторинг, то процедура коррекции предусматри-

вает восстановление ряда достаточной длины по данным измерений ближайшей МС известными в климатологии методами подобию.

Моделирование ряда часовых значений скорости V_i^{MC} и направлений \vec{V}_i^{MC} ветра на площадке МС-аналога осуществляется двумя способами. Значения скорости ветра внутри расчетного интервала времени Δt принимаются либо постоянными (ступенчатая зависимость), либо линейно интерполируются между значениями на начало и конец рассматриваемого интервала времени Δt .

Поскольку рельеф и открытость местности по разным направлениям могут меняться в широких пределах, то при моделировании скорости ветра на площадке ГЭК рельеф и открытость местности на площадках ГЭК и МС-аналога учитывается по восьми основным румбам в виде поправочного коэффициента k_o^j .

Скорость ветра на площадке ГЭК (на высоте 10 м) определяется с учетом направления ветра на площадке МС-аналога по формуле:

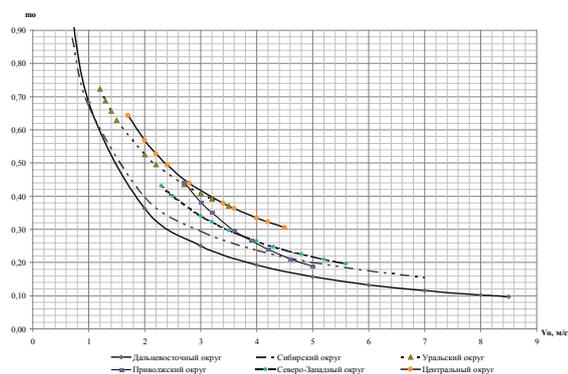


Рисунок 1 – Эмпирические зависимости $m_0(\bar{V}_0)$ по шести федеральным округам РФ

$$V_i = k_{oi}^j \cdot V_i^{MC}, \quad (1)$$

где i – порядковый номер наблюдения; j – порядковый номер румба, соответствующий одному из восьми основных направлений ветра; V_i^{MC} – скорость ветра на площадке МС-аналога на высоте 10 м; V_i^A – скорость ветра на площадке ГЭК на высоте 10 м; k_{oi}^j – поправочный коэффициент на рельеф и открытость местности по j -му румбу, определяемый в соответствии с [2].

2. Моделирование вертикального профиля ветра на площадке ГЭК. Изменение скорости ветра по высоте зависит от шероховатости и рельефа местности, наличия искусственных препятствий, стратификации атмосферы и т. д., и обычно аппроксимируются степенной или логарифмической функциями [3–5].

В данной работе для моделирования вертикального профиля ветра был выбран степенной закон, представляемый эмпирической зависимостью:

$$\frac{V^{h_2}}{V^{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^m, \quad (2)$$

где V^{h_1} и V^{h_2} – скорость ветра на высоте h_1 и h_2 соответственно; m – показатель степени, зависящий от скорости ветра, рельефа местности, стратификации атмосферы и т. д. Достоверность степенной зависимости определяется выбором методики расчета показателя степени m . В отечественных и зарубежных исследованиях отсутствует единая методика его определения [3–5].

Небольшая погрешность в определении скорости ветра на высоте приводит к существенной погрешности при определении удельной мощности ветровой энергии и существенно влияет на выбор и обоснование параметров ВЭУ. Удельная мощность ветровой энергии N_{yo} – кинетическая энергия, переносимая ветром со средней скоро-

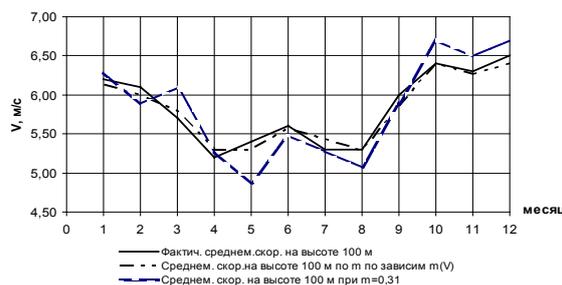


Рисунок 2 – Изменение среднемесячных значений скорости ветра на высоте 100 м на площадке АМС “Кемь-порт”

стью \bar{V} (м/с) в единицу времени через единицу площади $S = 1 \text{ м}^2$, расположенную перпендикулярно скорости ветра, определяется по формуле:

$$N_{yo} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3, \quad (3)$$

где ρ (кг/м³) – плотность воздуха при заданной температуре воздуха t^0 (°С) и известном атмосферном давлении P (кПа или мм рт. ст.) [3].

По фактическим значениям среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 на высоте 10 м на площадках 160-й АМС (из СБД “Ветер”) по формуле (2) были определены значения \bar{V}_0 на высоте 100 м при определении среднемноголетнего показателя m_0 по различным наиболее известным зарубежным методикам [3–5]. Было выявлено, что относительная погрешность рассчитанных значений \bar{V}_0 по отношению к фактическим на площадках АМС может достигать $\pm 50\%$, что приводит к погрешности определения удельной мощности ветрового потока от -27 до 538% . Следовательно, можно сделать вывод о том, что зарубежные методики расчета показателя m_0 на территории России должны применяться с большой осторожностью.

Предлагаемый в данной работе подход к определению вертикального профиля ветра основан на расчетно-статистическом определении внутригодовой закономерности изменения среднемесячного значения показателя m_l (l – номер месяца) от среднемесячной скорости ветра \bar{V}_l на высоте 10 м для отдельных АМС или групп АМС, расположенных в идентичных климатических, географических и топографических условиях. В СБД “Ветер” для всех 160 АМС представлены: среднемноголетние значения показателя m_0 ; среднемесячные значения показателя m_l ; эмпирические зависимости внутригодовой изменения показателя степенной функции от среднемесячной скорости ветра (на высоте 10 м) $m_l(\bar{V}_l^{AMC})$ и соответствующие им коэффициенты корреляции R .

Анализ результатов расчетов вертикального профиля ветра в точках расположения 160 АМС (СБД “Ветер”) позволил сделать следующие выводы:

1. Показатель степени m (m_0 и m_l) с ростом средней \bar{V} (\bar{V}_0 и \bar{V}_l) скорости ветра снижается.

2. Показатель степени m по территории РФ меняется от 0,06 до 0,9. При значениях скорости ветра, стремящихся к бесконечности, показатель степени стремится к нулю (см. рисунок 1).

3. Среднегодовое значение показателя степени m_0 зависит от среднегодовой скорости ветра \bar{V}_0 (на высоте 10 м) по отдельно взятым регионам России. Для шести федеральных округов РФ были получены эмпирические зависимости $m_0(\bar{V}_0)$, справедливые только в условиях исследуемой территории (см. рисунок 1).

4. Внутригодовое изменение параметра m_l весьма значительно ($\pm 200\%$ относительно среднегодового m_0), неучет изменений может привести к погрешности при определении \bar{V}_l по высоте до $\pm 50\%$. В качестве примера на рисунке 2 показано изменение среднемесячных значений скорости ветра на высоте 100 м на площадке АМС “Кемь-порт” по фактическим данным АМС из СБД “Ветер”, и полученным в результате расчета по формуле (2) с учётом внутригодового изменения показателя m по эмпирической зависимости $m_l(\bar{V}_l^{Кемь}) = 0,487 \cdot \bar{V}_l^{Кемь, 0,4369}$ и по среднегодовому показателю $m_0 = 0,31$.

Пересчет скорости ветра по высоте в точке А по данным АМС-аналога включает: процедуру определения АМС-аналога и собственно процедуру пересчета скорости ветра на высоту h .

АМС-аналог выбирается из всех АМС, включенных в СБД “Ветер”, в заданном радиусе от площадки ГЭК. Критериями выбора АМС-аналога являются: удаление АМС от площадки ГЭК и идентичность рельефа местности на площадках АМС и ГЭК. Определение идентичности рельефа на площадках АМС и ГЭК производится путем сравнения высотных отметок и общих закономерностей формирования скорости ветра (рисунок 2).

Оценка общих закономерностей формирования скорости ветра производится путем сопоставления годового хода среднемесячных значений скорости ветра на высоте 10 м и многолетней розы ветров. Поскольку средний уровень скорости ветра на площадках АМС и ГЭК неодинаков, то сравнивать следует нормированные в соответствии с формулой (4) значения скорости ветра K_l^V :

$$K_l^V = \bar{V}_l / \bar{V}_0, \quad (4)$$

где l – порядковый номер месяца; \bar{V}_l – среднемесячные значения скорости ветра на площадке (АМС и ГЭК); \bar{V}_0 – среднегодовое значение скорости ветра на площадке.

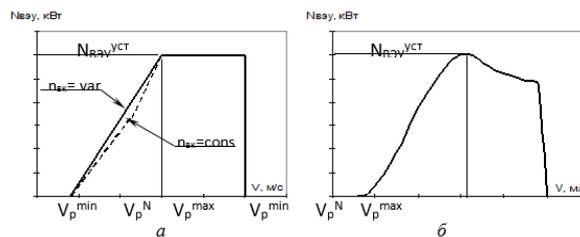


Рисунок 3 – Энергетические характеристики ВЭУ:
а – $c_p = \text{var}$; б – $c_p = \text{const}$

Годовой ход ветра на площадках 160-й АМС $\bar{V}_l^{АМС}$ представлен в СБД “Ветер”, а на площадке ГЭК \bar{V}_l^A определяется, как среднее арифметическое значение за период наблюдения модельных часовых значений V_{Ai} в 1-м месяце.

Критерием соответствия годового хода скорости ветра на площадках АМС и в точке А является выполнение в течение года условия:

$$\delta_l = \left| \frac{K_l^A - K_l^{АМС}}{K_l^A} \right| \cdot 100 \leq (2 \div 10)\%, \quad (5)$$

где $\delta_l, \%$ – относительная погрешность, которая не должна превышать точность измерительных приборов ($2 \div 10\%$); K_l^A и $K_l^{АМС}$, т.е. – нормированные значения скорости ветра на высоте 10 м на площадках ГЭК и АМС соответственно.

Пересчет модельного ряда часовых значений скорости ветра на площадке ГЭК с высоты флюгера 10 м V_i^A на высоту h , принимаемую равной высоте башни рассматриваемой ВЭУ h_0 , производились по формуле:

$$V_i^{Ah} = k_l^h \cdot V_i^A, \quad (6)$$

где i – порядковый номер наблюдения; l – порядковый номер месяца; V_i^A – скорость ветра на площадке ГЭК на высоте 10 м; V_i^{Ah} – скорость ветра на площадке ГЭК на высоте h ; k_l^h – поправочный коэффициент на высоту, определяемый по формуле:

$$k_l^h = \left(\frac{h_0}{10} \right)^{m_l}, \quad (7)$$

где m_l – среднемесячный показатель степенной функции вертикального профиля ветра (определяется для каждого значения \bar{V}_l^A по зависимости $m_l(\bar{V}_l^{АМС})$ из СБД “Ветер”, соответствующей условиям выбранной АМС-аналога или региону нахождения площадки ГЭК).

Данные СБД “Ветер” позволяют при моделировании скорости ветра на высоту также учитывать внутрисуточное изменение показателя степенной функции, но в данной работе это не рассматривается.

3. Определение параметров и среднечасовых значений мощности ВЭУ. $N_{ВЭУ}(V_i^{Ah})$ осуществляется по энергетической характеристике ВЭУ $N_{ВЭУ}(V)$, хранящейся в СБД “ВЭУ”. На рисунке 3 представлены два основных вида зависимости $N_{ВЭУ}(V)$ для ветроколес ВЭУ с изменяющимся и с постоянным углом установки лопастей.

Энергия, вырабатываемая ВЭУ за период времени T (обычно один год), называется техническим потенциалом (Вт·ч) и определяется выражением:

$$\mathcal{E}_{ВЭУ}(T) = \sum_{i=1}^k N_{ВЭУ}(V_i^{Ah}) \cdot \Delta t_i, \quad (8)$$

где k – количество наблюдений скорости ветра за время T ; Δt_i – интервал времени (равный 1 часу).

Дополнительно рассчитываются основные энергетические характеристики ВЭУ:

1. Коэффициент использования установленной мощности $K_{иум}$ за период T , ед. определяется по формуле:

$$K_{иум} = \mathcal{E}_{ВЭУ}(T) / (N_{вэу}^{узм} \cdot T). \quad (9)$$

2. Число часов использования установленной мощности ВЭУ $h_{иум}$ за расчетный период времени T (обычно 1 год), ч:

$$h_{иум} = \mathcal{E}_{ВЭУ}(T) / N_{вэу}^{узм}. \quad (10)$$

3. Время работы и простоя ВЭУ ($T_p^{вэу}$ и $T_{пр}^{вэу}$) за расчетный период времени T .

Время работы ВЭУ $T_p^{вэу}$ определяется периодом времени, в течение которого скорости ветра находились в диапазоне $V_p^{min} < V_i^{Ah} \leq V_p^{max}$.

Очевидно, что

$$T = T_p^{вэу} + T_{пр}^{вэу}. \quad (11)$$

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать следующие выводы:

1. На обоснование целесообразности сооружения гибридных энергетических комплексов на основе возобновляемых источников энергии, проводимое на ранних стадиях их проектирования, существенное влияние оказывают методики, используемые для расчета параметров элементов ГЭК.

2. Большинство известных математических моделей восстановления данных по ветровым характеристикам, основанных на эмпирических соотношениях и коэффициентах, справедливы только для определенной территории. Попытка их

применения для расчетов ветровых характеристик на территории России приводит к существенным ошибкам.

3. Предложены модель и процедура моделирования ветровых ресурсов на высоте 10 м на площадке ГЭК по многолетнему ряду наблюдений с учетом рельефа и открытости площадок ГЭК и МС-аналога по восьми основным румбам.

4. Предложена модель определения вертикального профиля ветра на площадке ГЭК, основанная на расчетно-статистическом определении внутригодовой закономерности изменения показателя степенной зависимости m_i от среднемесячной скорости ветра \bar{V}_i ближайшей АМС-аналога.

5. Показано, что с ростом высоты башни ВЭУ относительный прирост (в %) годовой энергии и среднегодового $K_{иум}$ замедляется. Это значит, что выбор типа ВЭУ и ее оптимальных параметров должен производиться путем технико-экономического обоснования эффективности ГЭК в целом, а не отдельных его частей, в частности, ВЭУ.

6. Проведенные расчеты подтвердили сделанные предположения и позволили количественно обосновать их справедливость.

Литература

1. Методические указания по проведению изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок. РД 52.04.275–89. М.: Госуд. комитет СССР по гидрометеорологии, 1990.
2. Методические указания по расчету климатических нагрузок в соответствии с ПЭУ-7 и построению карт климатического районирования. СТО 56947007–29.240.055–2010. Стандарт организации ОАО “ФСК ЕЭС”. М., 2010.
3. Бурмистров А.А. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учеб. пособие / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Д.Н. Кунакин, Н.К. Малинин, Р.В. Пугачев. М.: Изд-во МЭИ, 2008. 144 с.
4. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России. М.: АТМОГРАФ, 2011. 504 с.
5. Борисенко М.М. Атласы ветрового и солнечного климатов России / М.М. Борисенко, В.В. Стадник. СПб., 1997.