



УДК 621.311.24

Р.В. Андреев

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА МАЛОЙ МОЩНОСТИ

R.V. Andreev

WIND TURBINE FOR THE SMALL STAND-ALONE ELECTRICAL COMPLEX

Предложен алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса малой мощности на основе ветроэнергетической установки. На примере небольшой группы потребителей, находящихся в зоне децентрализованного электроснабжения, обоснованы характеристики автономного электротехнического комплекса с использованием баз данных метеонаблюдений, а также реальных технических параметров электрооборудования. Основой для выбора служат результаты оценки экономической эффективности использования комплекса.

АВТОНОМНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС; ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА; ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ; ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.

The article offers the algorithm for equipment selection of small stand-alone electrical complex on the base of wind turbine. The algorithm is tested on an example of a small group of consumers in the decentralized power supply zone. Using databases of weather observations and real technical parameters of electrical equipment from manufacturers, all characteristics of stand-alone electrical complex are proved. The selection is based on the results of economic efficiency evaluation of the complex usage.

STAND-ALONE ELECTRICAL COMPLEX; WIND TURBINE; EQUIPMENT SELECTION; ECONOMIC EFFICIENCY EVALUATION.

В зоне децентрализованного электроснабжения находится свыше 65 % территории России с населением более 15 млн человек. К потребителям, находящимся в таких районах, относятся отдельные населенные пункты или их группы, имеющие слабые транспортные связи с промышленно-развитыми районами. Как правило, электроснабжение удаленных потребителей осуществляется от стационарных и передвижных дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном топливе. Такой вариант организации электроснабжения имеет большое количество недостатков, главные из которых — дальний транспорт топлива, значительный износ существующих ДЭС, ухудшение экологической обста-

новки из-за вредных выбросов в атмосферу от ДЭС. Поэтому в качестве альтернативы ДЭС для электроснабжения удаленных потребителей в последнее время все чаще стали использоваться автономные электротехнические комплексы (ЭТК) на базе ветроэнергетических установок (ВЭУ) малой мощности. При этом нередко возникает проблема рационального выбора модели и параметров ВЭУ, а также другого оборудования, входящего в состав автономного ЭТК.

Выбору оборудования для автономных ЭТК на базе ВЭУ посвящен ряд исследований, выполненных в СПбГПУ [1, 2], НИЦ «Атмограф» [3], ООО «ГРЦ-Вертикаль» [4] и др. Тем не менее по-прежнему достаточно остро стоит вопрос

обоснования решений по выбору типов и параметров оборудования при разработках реальных ветроэнергетических проектов.

Цель представляемой работы — создание алгоритма выбора оборудования автономного ЭТК на базе ВЭУ, помогающего обосновать, опираясь на технические и экономические критерии, решения, принимаемые на этапе проектирования комплекса.

Формулировка алгоритма

Необходимыми исходными данными для выбора оборудования автономного ЭТК являются характеристики потребителя (максимальная и минимальная мощность, потребление электроэнергии за определенный период) и ветровые ресурсы территории, на которой он находится. Кроме того, важно определить схему и состав оборудования автономного ЭТК. Далее, зная перечисленные параметры, можно выбрать модель ВЭУ. Затем с ориентировкой на конкретную модель ВЭУ с известными параметрами может быть выбрано остальное оборудование, входящее в состав автономного ЭТК (кабели, аккумуляторная батарея, инвертор и т. д.). По результатам выбора оборудования необходимо провести анализ экономической эффективности рассматриваемого проекта.

Таким образом, алгоритм выбора оборудования, входящего в состав автономного ЭТК, включает:

1) оценку характеристик потребителя — максимальной (пиковой) мощности P_{\max} , минимального (базового) уровня нагрузки P_{\min} , объема потребления электроэнергии за определенный период;

2) анализ ветрового потенциала места размещения потребителя (средняя скорость ветра за определенный период, повторяемость различных градаций скорости ветра);

3) определение схемы автономного ЭТК;

4) выбор модели ВЭУ (номинальная мощность, тип генератора, номинальная скорость ветра и т. д.);

5) выбор остального оборудования автономного ЭТК;

6) оценку экономической эффективности использования автономного ЭТК.

Рассмотрим применение алгоритма выбора оборудования автономного ЭТК на примере потребителей северных районов Республики Саха (Якутия), в частности находящихся в районе населенного пункта Тикси (4660 чел.).

Оценка характеристик потребителя

В данной работе проблематика определения характеристик потребителя не рассматривается, для исследования взяты уже известные показатели. В [5] потребители северных районов Республики Саха (Якутия) были классифицированы в виде групп населенных пунктов с численностью населения до 10, 25, 50, 100 человек. Для этой классификации в [5] определены максимальная и минимальная потребляемая мощность, а также расчетное электропотребление. В данной работе рассмотрим первую группу (численность 3–10 человек), максимальные характеристики этой группы приведены в табл. 1.

Анализ ветропотенциала места размещения потребителя

Важнейшие характеристики ветропотенциала какой-либо территории — средняя скорость ветра за определенный период (месяц, год) и повторяемость различных градаций скорости ветра.

Среднегодовую скорость можно определить по карте ветровых ресурсов России [6], а среднюю скорость ветра за определенный период вычислить по материалам регулярных наблюдений

Таблица 1

Характеристики потребителей северных районов Республики Саха (Якутия) для пунктов численности 3–10 человек [5]

Численность	Сезон	Мощность, кВт		Электропотребление, кВт·ч			
		P_{\min}	P_{\max}	За сутки	За месяц	За сезон	За год
3–10 человек	Осень–зима	0,3	3	25,95	778,5	2335,5	9054
	Весна–лето	0,1	3	24,35	730,5	2191,5	

метеорологических станций России, которые получают из специализированных баз данных [7–9]. Средняя скорость ветра представляется как среднеарифметическое значение, полученное из ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода [10]. Таким образом, формула для определения средней скорости ветра за период будет выглядеть так:

$$v_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i, \text{ м/с}, \quad (1)$$

где n — общее количество измерений скорости ветра; i — порядковый номер измерения; v_i — соответствующее значение скорости ветра, м/с.

Другой важной характеристикой ветроэнергетических ресурсов территории является повторяемость различных градаций скорости ветра, которая показывает, какую часть времени наблюдается то или иное значение скорости ветра. Для практического использования этой характеристики необходимо построить функцию распределения скорости ветра. Существуют два способа [10]:

1. Аппроксимация экспериментальных данных аналитической функцией распределения. В ветроэнергетике чаще всего используется двухпараметрическое распределение Вейбулла, задаваемое выражениями

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}; \quad (2)$$

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \quad (3)$$

где $F(v)$ — интегральная функция распределения скорости ветра, равная вероятности того, что скорость ветра меньше, чем v , или равна ей; $f(v)$ — дифференциальная функция распределения скорости ветра, равная плотности вероятности; v — скорость ветра, м/с; c — параметр масштаба, м/с; k — параметр формы кривой распределения.

Тогда вероятность повторения ветра в некотором интервале скоростей можно найти по формуле

$$P_i(v_i < v < v_{i+1}) =$$

$$= F(v_{i+1}) - F(v_i) = e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_{i+1}}{c}\right)^k}, \quad (4)$$

где $P_i(v)$ — повторяемость скорости ветра в i -й градации; v_i, v_{i+1} — границы i -го интервала скоростей.

2. Экспериментальное построение кривой повторяемости скорости ветра. В этом случае весь диапазон возможных скоростей разбивается на интервалы от нуля до максимально возможной скорости и за период наблюдения производится отсчет того, сколько раз скорость ветра попадает в соответствующий интервал. Тогда вероятность определится по формуле

$$t_i = \frac{r_i}{R}, \quad (5)$$

где t_i — повторяемость скорости ветра в i -й градации; r_i — количество попаданий скорости ветра в i -й интервал; R — общее количество измерений.

Проведем анализ ветропотенциала района населенного пункта Тикси. Для оценки характеристик использовались данные российского метеорологического сайта «Расписание погоды» [7] по метеостанции «Тикси (аэропорт)» за период 01.01.2011–31.12.2013. Среднегодовая скорость ветра составила 4,44 м/с, функция распределения, построенная по второму способу, изображена на рис. 1.

Выбор схемы автономного ЭТК

Наиболее распространенный и оптимальный вариант схемы автономного ЭТК — это подключение ВЭУ через вспомогательную шину постоянного тока (рис. 2).

Среди достоинств данного варианта можно отметить наличие шины постоянного тока, что позволяет подключить часть потребителей постоянного тока к этой сети и тем самым уменьшить потери при преобразовании электроэнергии. Кроме того, благодаря питанию от общего автономного инвертора обеспечивается высокое качество электроэнергии. Также стоит отметить, что в данном варианте существенно упрощена схема преобразователя для подключения БНЭ, а также имеется возможность использовать ВЭУ с переменной частотой вращения.

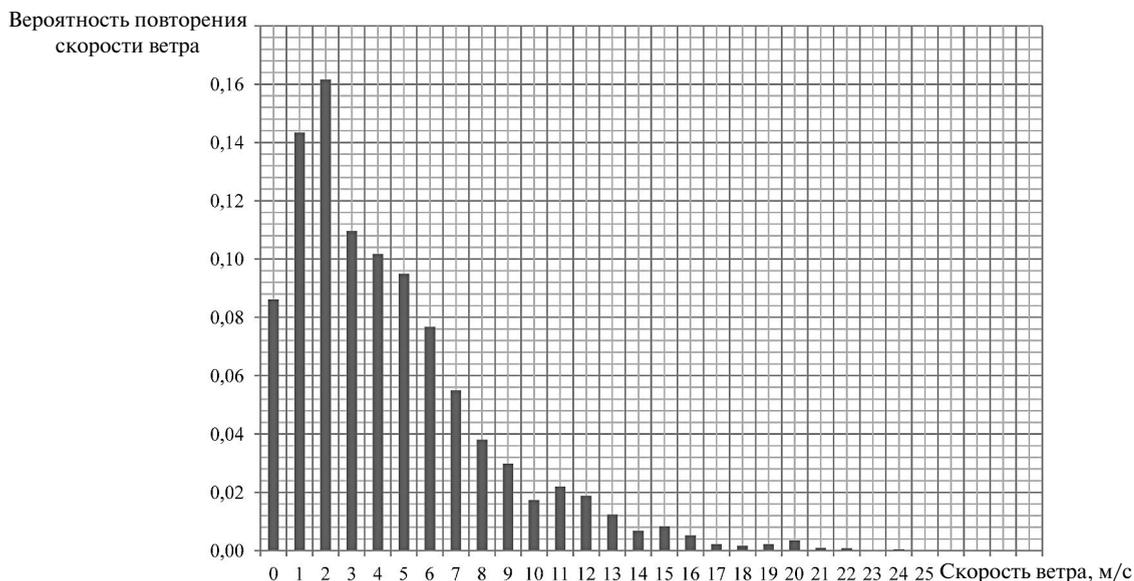


Рис. 1. Функция распределения скорости ветра в районе населенного пункта Тикси за период 01.01.2011–31.12.2013

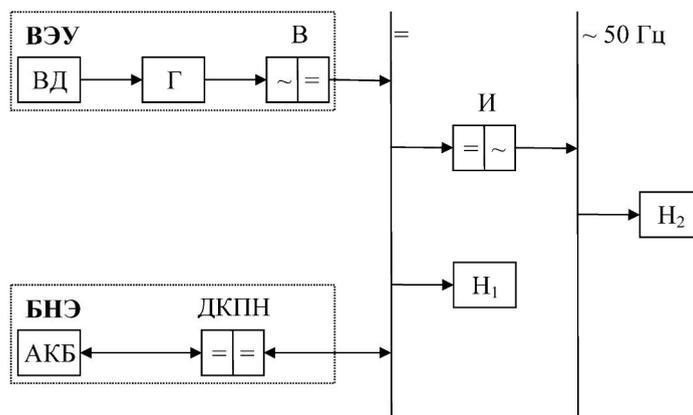


Рис. 2. Схема автономного ЭТК с подключением ВЭУ к промежуточной шине постоянного тока:

ВЭУ — ветроэнергетическая установка; ВД — ветродвигатель; Г — генератор; В — выпрямитель; БНЭ — буферный накопитель энергии; АКБ — аккумуляторная батарея; ДКПН — двунаправленный конвертер постоянного напряжения; И — инвертор; Н₁ — нагрузка на стороне постоянного тока; Н₂ — нагрузка на стороне переменного тока

Выбор модели ВЭУ

В качестве типа генератора ВЭУ примем многополюсный синхронный генератор с постоянными магнитами. Для ВЭУ, являющихся составной частью автономных ЭТК, такой вариант наиболее распространен и оптимален. Среди достоинств можно выделить факт прямой

связи генератора с ветродвигателем, что позволяет избежать установки громоздкого редуктора в цепи привода.

Выбор модели ВЭУ должен производиться на основании данных о годовом количестве электроэнергии, потребляемом объектом электроснабжения, а именно исходя из следующего условия:

$$W_{\text{ВЭУ}} \geq W_{\text{потр}}, \quad (6)$$

где $W_{\text{ВЭУ}}$ — годовая выработка электроэнергии ВЭУ, кВт·ч; $W_{\text{потр}}$ — годовое электропотребление объекта электроснабжения, кВт·ч.

Годовая выработка электроэнергии ВЭУ может быть найдена по формуле

$$W_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{ВЭУ}} T_{\text{уст}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{ВЭУ}}$ — установленная мощность ВЭУ, кВт; $T_{\text{уст}}$ — годовое число часов использования установленной мощности ВЭУ, ч.

Мощность, развиваемая ВЭУ, определяется выражением [10]

$$P_{\text{ВЭУ}} = P_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{инв}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{мех}}$ — механическая мощность ветроколеса, кВт; $\eta_{\text{ген}}$ — коэффициент полезного действия генератора (в данной работе примем $\eta_{\text{ген}} = 0,8$), $\eta_{\text{инв}}$ — КПД инвертора (в данной работе примем $\eta_{\text{инв}} = 0,9$).

Механическая мощность ветроколеса может быть рассчитана по формуле [10]

$$P_{\text{мех}} = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 10^{-3}, \quad (9)$$

где C_p — коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ); ρ — плотность воздуха (при стандартных условиях — $1,225 \text{ кг/м}^3$); A — площадь, ометаемая ветроколесом, м^2 ; v — скорость ветра, м/с.

Стоит отметить, что коэффициент C_p — нелинейная функция от быстроходности λ ветроколеса и угла тангажа β [11]. От величины быстроходности ветроколеса зависит эффективность его работы. По определению быстроходность является отношением скорости конца лопасти ветроколеса к скорости ветра и находится согласно выражению

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (10)$$

где ω — угловая скорость ветроколеса, рад/с; R — радиус ветроколеса, м; v — скорость ветра, м/с.

Теоретически согласно критерию Бетца — Жуковского КИЭВ достигает максимального значения $C_{p \text{ max}} = 0,593$ [11]. На сегодняшний день существует много подходов, использующихся для аналитического расчета коэффициента C_p . Один из таких подходов можно описать уравнениями [12]

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda; \quad (11)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \quad (12)$$

где значения коэффициентов $c_1 - c_6$ приняты следующими: $c_1 = 0,5176$; $c_2 = 116$; $c_3 = 0,4$; $c_4 = 5$; $c_5 = 21$; $c_6 = 0,0068$.

Учитывая тот факт, что известна функция распределения скорости ветра (а значит, и вклад каждой градации скорости ветра в годовое количество электроэнергии, вырабатываемое ВЭУ), годовая выработка электроэнергии ВЭУ может быть выражена так:

$$W_{\text{ВЭУ}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ВЭУ} i} T_i, \quad (13)$$

где n — общее количество градаций скорости ветра; i — порядковый номер градации; $P_{\text{ВЭУ} i}$ — мощность, развиваемая ВЭУ при i -й градации скорости ветра, кВт; T_i — годовое число часов повторяемости i -й градации скорости ветра, ч.

Здесь стоит отметить, что ВЭУ вырабатывает электроэнергию только в диапазоне скоростей $v_{\text{min}} < v < v_{\text{max}}$, поскольку любую ВЭУ характеризуют следующие параметры [10]:

минимальная скорость ветра v_{min} (скорость, при которой ВЭУ начинает вырабатывать электроэнергию);

расчетная (номинальная) скорость ветра $v_{\text{ном}}$ (скорость, при которой ВЭУ развивает свою номинальную мощность);

максимальная скорость ветра v_{max} (скорость, при которой ВЭУ перестает вырабатывать электроэнергию и ветрогенератор отключается).

Годовое число часов повторяемости i -й градации скорости ветра определяется по формуле

$$T_i = t_i T_{\text{год}}, \quad (14)$$

где $T_{\text{год}}$ — число часов в году (8760 ч).

Тогда с учетом (14) выражение (13) запишется следующим образом:

$$\begin{aligned} W_{\text{ВЭУ}} &= \sum_{i=1}^n (P_{\text{ВЭУ} i} t_i T_{\text{год}}) = \\ &= T_{\text{год}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ВЭУ} i} t_i, \quad (15) \end{aligned}$$

где $P_{\text{ВЭУ} i}$ — мощность, развиваемая ВЭУ при i -й градации скорости ветра, кВт.

Определить $P_{ВЭУ i}$ можно двумя способами:
 1) по рабочей характеристике ВЭУ $P_{ВЭУ} = f(v)$, которая приводится большинством производителей в технической документации ВЭУ конкретного типа (она снимается экспериментально);

2) по значению КИЭВ при каждой градации скорости ветра (необходимо знать зависимость $C_p = f(v)$).

Воспользуемся вторым способом и для упрощения расчетов примем, что ВЭУ имеет систему регулирования мощности на основе автоматически регулируемой балластной нагрузки [13] (т. е. $C_p = f(v) = \text{const} = C_{p \max}$). Тогда формула для определения $P_{ВЭУ i}$ примет вид

$$P_{ВЭУ i}, \text{ кВт} = \begin{cases} 0 & \text{при } (0 < v_i < v_{\min}); \\ \frac{1}{2} C_{p \max} \rho A v_i^3 \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{инв}} 10^{-3} & \text{при } (v_{\min} < v_i < v_{\text{ном}}); \\ \frac{1}{2} C_{p \max} \rho A v_{\text{ном}}^3 \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{инв}} 10^{-3} & \text{при } (v_{\text{ном}} < v_i < v_{\max}); \\ 0 & \text{при } (v_i > v_{\max}). \end{cases} \quad (16)$$

Выбор ВЭУ проведем на основании модельного ряда производителя Zonhan Windpower (Китай). Предварительно выбираем ВЭУ модели ZH3KW (рис. 3), параметры которой следующие [14]:

Номинальная мощность $P_{\text{ном}}$	3 кВт
Минимальная скорость ветра v_{\min}	3 м/с
Номинальная скорость ветра $v_{\text{ном}}$	11 м/с
Максимальная скорость ветра v_{\max}	25 м/с
Диаметр ветроколеса, D	4 м



Рис. 3. ВЭУ Zonhan Windpower ZH3KW

Тип генератора	синхронный с постоянными магнитами
Напряжение на выходе ВЭУ	48 В (=)
Масса ВЭУ без мачты	105 кг

Согласно (16) по номинальным параметрам выбранной ВЭУ определяем значение КИЭВ; оно составляет $C_{p \max} = 0,41$. На рис. 4 и 5 представлены значения выходной мощности ВЭУ указанной модели и количество вырабатываемой ею электроэнергии по всем градациям скорости ветра.

Согласно формуле (15) определяем годовое количество вырабатываемой ВЭУ электроэнергии. Оно составляет 4562 кВт·ч, что почти в два раза меньше величины годового электропотребления. В этой связи для обеспечения рассматриваемой группы потребителей необходимым количеством электроэнергии необходимо выбрать другую ВЭУ. В модельном ряду ветротурбин китайского производителя Zonhan Windpower после трехкиловаттной ВЭУ следует установка номинальной мощностью 5 кВт, ее годовая выработка согласно формуле (15) составит 8776 кВт·ч. Этого также не хватит для покрытия электропотребления. ВЭУ номинальной мощностью 10 кВт (следующая в модельном ряду) сможет обеспечить требуемую выработку электроэнергии, однако целесообразнее будет установить две ВЭУ по 3 кВт. Тогда их суммарная годовая выработка электроэнергии составит 9124 кВт·ч, что превышает необходимую величину электропотребления на 0,8 %.

Выбор остального оборудования автономного ЭТК

В соответствии со схемой, изображенной на рис. 2, для установки в автономный ЭТК также необходимо выбрать накопитель электроэнергии (аккумуляторная батарея) и инвертор.

В данной работе проблематика выбора типа АКБ (свинцово-кислотные, никель-кадмиевые, никель-металл-гидридные, литий-ионные и т. д.) не рассматривается.

Выбор технических параметров АКБ должен производиться на основании данных о необходимом времени работы автономного ЭТК в безветренные периоды или периоды, когда потребление энергии из АКБ будет превышать скорость зарядки АКБ ветрогенератором, а именно исходя из следующего условия:

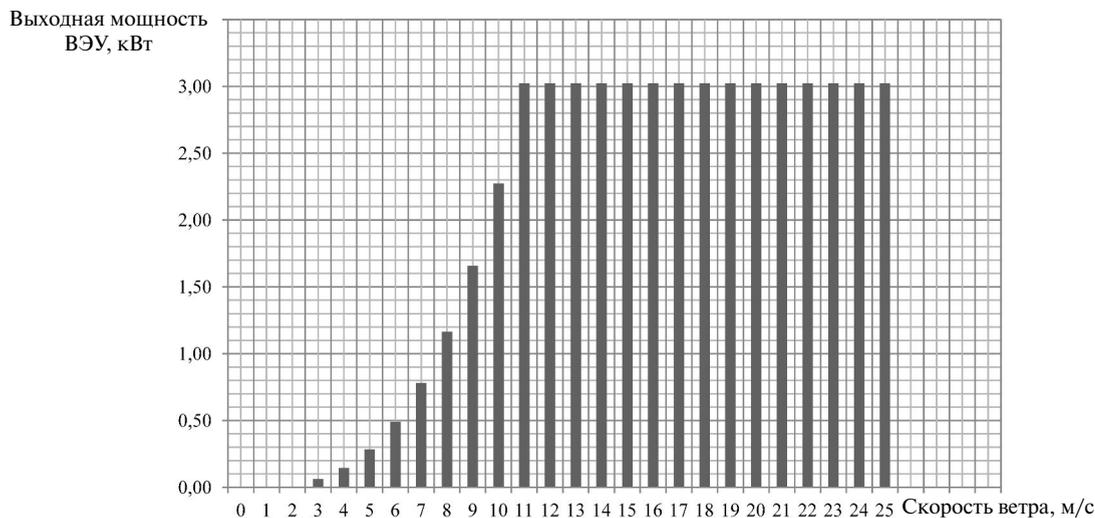


Рис. 4. Выходная мощность ВЭУ по всем градациям скорости ветра

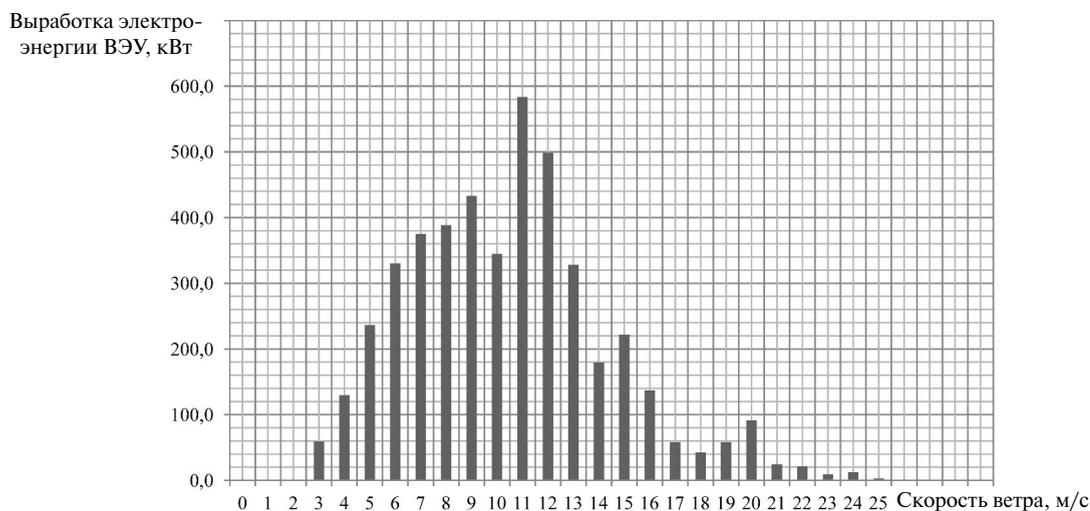


Рис. 5. Годовое количество электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ, на разных скоростях ветра

$$W_{\text{АКБ}} \geq W_{\text{треб}}, \quad (17)$$

где $W_{\text{АКБ}}$ — выработка электроэнергии автономным ЭТК при отключенной ВЭУ в режиме разрядки АКБ от степени заряда 100 % до минимально допустимого уровня (в данной работе примем 20 %), кВт·ч; $W_{\text{треб}}$ — требуемое электропотребление объекта электроснабжения в периоды, когда ВЭУ не производит электроэнергию, кВт·ч.

Количество электроэнергии, отдаваемой АКБ, может быть найдено по формуле

$$W_{\text{АКБ}} = (Q_{\text{АКБ}} k_{\text{гл}}) U_{\text{АКБ}} \eta_{\text{инв}} 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (18)$$

где $Q_{\text{АКБ}}$ — номинальная емкость АКБ, А·ч; $k_{\text{гл}}$ — коэффициент глубины разряда АКБ (в данной работе примем $k_{\text{гл}} = 0,8$, что соответствует минимальному уровню разряда АКБ в 20 %); $U_{\text{АКБ}}$ — номинальное напряжение АКБ, В; $\eta_{\text{инв}}$ — КПД инвертора (в данной работе принято $\eta_{\text{инв}} = 0,9$).

Требуемое электропотребление объекта электроснабжения в периоды, когда ВЭУ не производит электроэнергию, определим исходя из

данных о распределении скорости ветра (рис. 1) и суточном электропотреблении (табл. 1):

$$W_{\text{треб}} = W_{\text{сут}} (2t'), \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (19)$$

где $W_{\text{сут}}$ — суточное электропотребление объекта электроснабжения (согласно табл. 1 для рассматриваемой группы потребителей суточное электропотребление в зимний период составляет 25,95 кВт·ч); t' — вероятность повторения скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию (для выбранной модели ВЭУ такие скорости ветра лежат в диапазонах $v < 3$ м/с, $v > 25$ м/с, а вероятность их повторения согласно рис. 1 равна 0,39)

В выражении (19) коэффициент 2 означает, что периоды существования скоростей ветра, при которых ВЭУ не производит электроэнергию, могут следовать подряд (то есть в первые сутки такой период выпадет на конец суток, а во вторые сутки — на их начало).

С учетом (17)–(19) критерий для выбора АКБ запишется так:

$$Q_{\text{АКБ}} \geq \frac{W_{\text{сут}} (2t')}{k_{\text{гл}} U_{\text{АКБ}} \eta_{\text{инв}} 10^{-3}}, \text{ А}\cdot\text{ч} \quad (20)$$

Пусть номинальное напряжение АКБ составляет 48 В; тогда согласно формуле (20) минимальная емкость АКБ равна 586 А·ч. Выбор АКБ проведем на основании модельного ряда производителя Ritar Power (Китай). К установке примем герметизированные необслуживаемые свинцово-кислотные АКБ глубокого циклирования модели RA-12–200 (номинальные параметры: 12 В, 200 А·ч) [15]. Для получения требуемых параметров выбранные АКБ необходимо объединить в блоки по четыре последовательно соединенных АКБ (для получения номинального напряжения АКБ, равного 48 В), а полученные блоки соединить параллельно (для получения номинальной емкости АКБ, равной 600 А·ч). Таким образом, к установке в автономном ЭТК принимаем 12 АКБ (12 В, 200 А·ч).

Выбор инвертора должен производиться на основании данных о максимальной мощности, потребляемой объектом электроснабжения, а именно исходя из условия

$$P_{\text{инв}} \geq P_{\text{max}}, \quad (21)$$

где $P_{\text{инв}}$ — выходная мощность инвертора, кВт; P_{max} — максимальная потребляемая мощность

(согласно табл. 1 для рассматриваемой группы потребителей максимальная потребляемая мощность составляет 3 кВт).

Выбор инвертора проведем на основании модельного ряда производителя Mean Well (Тайвань). К установке примем инвертор модели TS-3000–248, некоторые параметры которого представлены [16]:

Номинальное напряжение АКБ $U_{\text{АКБ}}$	48 В
Диапазон входного напряжения.....	42–60 В
Номинальный входной ток.....	75 А
Номинальная мощность $P_{\text{инв}}$	3000 Вт
Мощность, допустимая в течение 180 секунд.....	3450 Вт
Мощность, допустимая в течение 10 секунд	4500 Вт
Максимальная эффективность.....	92 %
Выходное напряжение	~230 В
Выходная частота	50 Гц ($\pm 0,1$ Гц)

Оценка экономической эффективности использования автономного ЭТК

В настоящее время основным показателем, используемым для оценки эффективности инвестиций в энергетике, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными денежными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени [17], и вычисляется по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (RP_t - I_t - K_t)(1 + E_n)^{-t}, \text{ тыс. руб.}, \quad (22)$$

где T — горизонт расчета; t — порядковый номер шага расчета; RP_t — выручка от реализации продукции в t -м году, тыс. руб.; I_t — суммарные издержки в t -м году (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.; K_t — капитальные затраты в t -м году, тыс. руб.; E_n — норма дисконта (в данной работе примем 10 %).

Другой важный показатель, позволяющий оценить эффективность инвестиций — дисконтированный срок окупаемости (ДСО). Он характеризует время, которое требуется, чтобы инвестиции обеспечили достаточное поступление прибыли для возмещения инвестиционных расходов с учетом временной стоимости денег, и вычисляется по формулам

$$ДСО = n, \text{ год}; \quad (23)$$

$$\sum_{t=1}^n (РП_t - И_t - K_t)(1 + E_n)^{-t} > K_0, \text{ тыс. руб.}, \quad (24)$$

где n — минимальное число периодов, необходимое для превышения суммарного дисконтированного притока денежных средств над величиной исходных инвестиций в «нулевой» год.

Рассмотрим формулы (22)–(24) применительно к рассматриваемым условиям. В качестве годовой выручки от реализации продукции выступит годовая денежная экономия, обусловленная переходом с электроснабжения от ДЭС на электроснабжение от автономного ЭТК. Она может быть найдена согласно выражению

$$РП_t = \mathcal{E}_t = W_{\text{потр}} C, \text{ тыс. руб.}, \quad (25)$$

где \mathcal{E}_t — денежная экономия в t -м году, тыс. руб.; $W_{\text{потр}}$ — годовое электропотребление объекта электроснабжения, тыс. кВт·ч; C — тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Суммарные издержки при эксплуатации автономного ЭТК на базе ВЭУ складываются из расходов на текущее обслуживание, ремонт и т. д. Формула для их определения выглядит так:

$$И_t = \gamma \cdot K_{\text{ЭТК}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (26)$$

где γ — норма эксплуатационных издержек (в данной работе примем $\gamma = 0,05$); $K_{\text{ЭТК}}$ — стоимость автономного ЭТК, тыс. руб.

Капитальные затраты автономного ЭТК состоят из его стоимости, а также сопутствующих

затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и т. д. (в данной работе примем, что дополнительные затраты составляют 30 % от стоимости ЭТК). Выражение для их определения имеет вид

$$K_t = K_{\text{ЭТК}} + K_{\text{доп}} = 1,3K_{\text{ЭТК}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (27)$$

где $K_{\text{доп}}$ — сопутствующие капитальные затраты, тыс. руб.

Проведем анализ экономической эффективности использования автономных ЭТК в районе населенного пункта Тикси. В табл. 2 представлен расчет капитальных вложений автономного ЭТК, в состав которого входит выбранное выше оборудование, на основании цен, приведенных в [18–20].

Согласно табл. 2 стоимость автономного ЭТК составит 509 тыс. руб., а общие капитальные вложения в проект равны 661,7 тыс. руб. Здесь стоит отметить, что эта сумма инвестируется разово в «нулевой» год, при этом важно помнить о необходимости замены всего комплекта АКБ на 12-м году использования автономного ЭТК, когда потребуются дополнительные капитальные вложения на их закупку, транспортировку, монтаж и т. д.

На рис. 6 приведена диаграмма величины чистого дисконтированного дохода в течение всего срока службы ЭТК для различных значений тарифа на электроэнергию (средний тариф на продукцию, реализуемую ОАО «Сахаэнерго» на 2014 год — 30,54 руб./кВт·ч [21]).

Таблица 2

Расчет капитальных вложений автономного ЭТК

Составная часть автономного ЭТК	Цена за шт., тыс. руб.	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
ВЭУ Zonhan ZH3KW (3 кВт, 48 В)	92,7	2	185,4
Мачта для ветрогенератора (15 м)	32,5	2	65,0
Контроллер для ветрогенератора Hefei Win Power WWS30A-48-E (3 кВт, 48 В)	18,5	2	37,0
Свинцово-кислотные АКБ* Ritar Power RA-12-200 (12 В, 200 А·ч)	15,4	12	184,8
Инвертор Mean Well TS-3000-248 (3 кВт, = 48 В/ ~230 В)	36,8	1	36,8
Стоимость автономного ЭТК			509,0
Капитальные затраты автономного ЭТК			661,7

* Срок службы указанных АКБ составляет 12 лет, в связи с чем потребуются их замена (т.к. срок службы автономного ЭТК в целом оценивается в 20 лет).

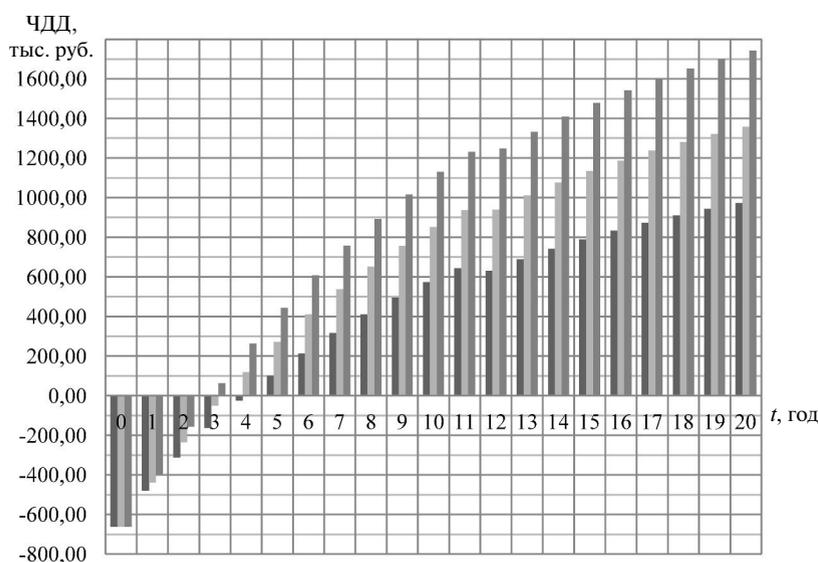


Рис. 6. Чистый дисконтированный доход в течение срока службы автономного ЭТК для разных значений тарифа на электроэнергию (■ — $C = 25$ руб./кВт·ч; ■ — $C = 30$ руб./кВт·ч; ■ — $C = 35$ руб./кВт·ч)

В табл. 3 приведены значения показателей оценки эффективности использования автономного ЭТК на основе ВЭУ, рассчитанных по формулам (22)–(24) для различных значений тарифа на электроэнергию (при условии неизменности тарифа на протяжении всего периода расчета).

Таблица 3

Показатели оценки эффективности использования автономного ЭТК на основе ВЭУ

Тариф, руб./кВт·ч	ЧДД, тыс. руб.	ДСО, год
25	972,13	4,20
30	1357,54	3,29
35	1742,95	2,71

Согласно данным рис. 6 и табл. 3 можно отметить тот факт, что с ростом тарифа на электроэнергию формирование прибыли идет быстрее, величина ЧДД растет, а ДСО уменьшается.

Таким образом, использование предложенного автономного ЭТК, имеющего в составе оборудование, выбранное как указано выше, для электроснабжения потребителей северных районов Республики Саха (Якутия) при величине среднего тарифа на продукцию, реализуемую

ОАО «Сахаэнерго» на 2014 год (30,54 руб./кВт·ч), является экономически целесообразным и эффективным (ЧДД = 1399,16 тыс. руб., ДСО = 3,22 года).

В результате проведенной работы был разработан алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса малой мощности на основе ветроэнергетической установки. На примере группы потребителей численностью 3–10 человек, находящихся в северных районах Республики Саха (Якутия), произведено его тестирование. Приведенные критерии алгоритма позволили обосновать решения, принятые по выбору основного электротехнического оборудования автономного ЭТК (ВЭУ, АКБ, инвертор). Также была проведена оценка эффективности инвестиций в автономный ЭТК, основанная на расчете ЧДД и определении ДСО. По ее результатам сделан вывод об экономической целесообразности предложенных решений.

Алгоритм может быть полезен для различных категорий потребителей, которые планируют применять рассмотренные ЭТК для обеспечения электроснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Елистратов В.В., Денисов Р.С.** Методика выбора электроэнергетического оборудования ВЭУ // В сборнике: XLII Неделя науки СПбГПУ, материалы Научно-практической конференции с международным участием. Научно-образовательный центр «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе». Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. 2014. С. 6–9.
2. **Денисов Р.С.** К вопросу обоснования состава и параметров оборудования ветро-дизельной электростанции // Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 11 (151). С. 72–77.
3. **Николаев В.Г.** Об эффективности методик прогноза ветрового потенциала, энергетических и экономических показателей ветроэлектрических станций в России // Малая энергетика. 2010. № 1–2. С. 15–33.
4. **Соломин Е.В.** Ветроэнергетическая экономика // Альтернативная энергетика и экология. 2010. № 2. С. 28–30.
5. **Лукутин Б.В., Киушкина В.Р.** Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 202 с.
6. **Старков А.Н., Ландберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М.** Атлас ветров России. М.: Можайск-Терра, 2000. 560 с.
7. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды». URL: <http://www.rp5.ru>. (Дата обращения: 17.09.2014).
8. Сервер «Погода России». Архив погоды. URL: <http://meteo.infospace.ru>. (Дата обращения: 17.09.2014).
9. Российский метеорологический сайт «Погода и климат». URL: <http://www.pogodaiklimat.ru>. (Дата обращения: 17.09.2014).
10. **Безруких П.П.** Ветроэнергетика. М.: ИД «Энергия», 2010. 320 с.
11. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика: учебное пособие / Отв. ред. доктор-инж., проф. З.А. Стычинский, д.т.н., проф. Н.И. Воропай. Магдебург, 2010. 211 с.
12. **Heier S.** Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd., 1998. 385 p.
13. **Патент на ПМ 45214 РФ. МПК7 H 02 P 9/04.** Ветроэлектростанция с регулятором мощности балласта / Б.В. Лукутин, О.Б. Лукутин, Е.Б. Шандарова. Заявл. 23.11.2004; опубл. 27.04.2005. 2005. Бюл. № 12. 5 с.: ил.
14. Zonhan Windpower — производитель ветровых турбин малой мощности. URL: <http://www.zonhan.com/>. (Дата обращения: 25.09.2014).
15. Ritar — производитель аккумуляторов. URL: <http://www.ritarpower.com/>. (Дата обращения: 25.09.2014).
16. Mean Well — производитель инверторов и блоков бесперебойного питания. URL: <http://www.meanwell.com/>. (Дата обращения: 25.09.2014).
17. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) / Утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госстроем РФ 21.06.1999 г.
18. Оверс. Энергосберегающие технологии. Интернет-магазин. URL: <http://www.overs-energy.ru/>. (Дата обращения: 29.09.2014).
19. Просолар. Профессионалы солнечной энергетики. URL: <http://prosolar.ru/>. (Дата обращения: 29.09.2014).
20. Helios House: солнечные батареи и альтернативные источники энергии. URL: <http://www.gelios-house.ru/>. (Дата обращения: 29.09.2014).
21. ОАО «Сахаэнерго». URL: <http://sakhaenergo.ru/>. (Дата обращения: 29.09.2014).

REFERENCES

1. **Yelistratov V.V., Denisov R.S.** Metodika vybora elektroenergeticheskogo oborudovaniya VEU. V sbornike: XLII Nedelya nauki SPbGPU, materialy Nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiyem. Nauchno-obrazovatelnyy tsentr «Vozobnovlyayemyye vidy energii i ustanovki na ikh osnove». Sankt-Peterburgskiy gosudarstvennyy politekhnicheskiy universitet. 2014. S. 6–9. (rus.)
2. **Denisov R.S.** K voprosu obosnovaniya sostava i parametrov oborudovaniya vetro-dizelnoy elektrostantsii. *Mezhdunarodnyy nauchnyy zhurnal «Alternativnaya energetika i ekologiya»*. 2014. № 11 (151). S. 72–77. (rus.)
3. **Nikolayev V.G.** Ob effektivnosti metodik prognoza vetrovogo potentsiala, energeticheskikh i ekonomicheskikh pokazateley vetroelektricheskikh stantsiy v Rossii. *Malaya energetika*. 2010. № 1–2. S 15–33. (rus.)
4. **Solomin Ye.V.** Vetroenergeticheskaya ekonomika. *Mezhdunarodnyy nauchnyy zhurnal «Alternativnaya energetika i ekologiya»*. 2010. № 2. S. 28–30. (rus.)
5. **Lukutin B.V., Kiushkina V.R.** Vetroelektrostantsii v avtonomnoy energetike Yakutii. Tomsk: Izd-vo TPU, 2006. 202 s. (rus.)
6. **Starkov A.N., Landberg L., Bezrukikh P.P., Borisenko M.M.** Atlas vetrov Rossii. M.: Mozhasysk-Terra, 2000. 560 s. (rus.)

7. Rossiyskiy meteorologicheskii sayt «Raspisaniye pogody»: URL: <http://www.rp5.ru>. (Data obrashcheniya: 17.09.2014). (rus.)
8. Server «Pogoda Rossii». Arkhiv pogody: URL: <http://meteo.infospace.ru>. (Data obrashcheniya: 17.09.2014). (rus.)
9. Rossiyskiy meteorologicheskii sayt «Pogoda i klimat»: URL: <http://www.pogodaiklimat.ru>. (Data obrashcheniya: 17.09.2014). (rus.)
10. **Bezrukikh P.P.** Vetroenergetika. (Spravochnoye i metodicheskoye posobiye). M.: ID «Energiya», 2010. 320 s. (rus.)
11. Vozobnovlyayemye istochniki energii: Teoreticheskiye osnovy, tekhnologii, tekhnicheskkiye kharakteristiki, ekonomika: uchebnoye posobiye / Otv. red. doktor-inzh., prof. Z.A. Stychinskiy, d.t.n., prof. N.I. Voropay. Magdeburg, 2010. 211 s. (rus.)
12. **Heier S.** Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd., 1998. 385 p. (rus.)
13. **Patent na PM 45214 RF. MPK7 H02 P9/04.** Vetroelektrostantsiya s regulyatorom moshchnosti ballasta B.V. Lukutin, O.B. Lukutin, Ye.B. Shandarova. Zayavl. 23.11.2004; opubl. 27.04.2005. 2005. Byul. № 12. 5 s.: il. (rus.)
14. Zonhan Windpower — proizvoditel vetrovykh turbin maloy moshchnosti. URL: <http://www.zonhan.com/>. (Data obrashcheniya: 25.09.2014).
15. Ritar — proizvoditel akkumulyatorov. URL: <http://www.ritarpower.com/>. (Data obrashcheniya: 25.09.2014).
16. Mean Well — proizvoditel invertorov i blokov bespereboynogo pitaniya. URL: <http://www.meanwell.com/>. (Data obrashcheniya: 25.09.2014).
17. Metodicheskkiye rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proyektov (vtoraya redaktsiya) // Utv. Ministerstvom ekonomiki RF, Ministerstvom finansov RF i Gosstroyem RF 21.06.1999 g.
18. Overs. Energoberegayushchiye tekhnologii. Internet-magazin. URL: <http://www.overs-energy.ru/>. (Data obrashcheniya: 29.09.2014).
19. Prosolar. Professionaly solnechnoy energetiki. URL: <http://prosolar.ru/>. (Data obrashcheniya: 29.09.2014).
20. Helios House: solnechnyye batarei i alternativnyye istochniki energii. URL: <http://www.gelios-house.ru/>. (Data obrashcheniya: 29.09.2014).
21. OAO «Sakhaenergo». URL: <http://sakhaenergo.ru/>. (Data obrashcheniya: 29.09.2014).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

АНДРЕЕВ Роман Витальевич — инженер ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы». 194223, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЭЭС». E-mail: andreevroman89@mail.ru

AUTHOR

ANDREEV Roman V. — JSC «Scientific and Technical Center of Unified Power System». 1 lit A, Kurchatova St., St. Petersburg, Russian Federation, 194223. E-mail: andreevroman89@mail.ru