

Методические указания

**ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ.
РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОМПОНЕНТОВ**

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ТЕМА 1. Расчет параметров автономного энергопотребления	
Задача 1.1. Расчет пиковой мощности и потребляемой энергии	6
ТЕМА 2. Определение мощности и занимаемой площади ВЭУ	
Задача 2.1. Определение номинальной мощности ВЭУ	10
Задача 2.2. Определение площади, занимаемой ВЭУ	13
ТЕМА 3. Аэродинамические параметры ВЭУ	
Задача 3.1. Расчет параметров ротора ВЭУ	14
Задача 3.2. Расчет параметров лопастей ротора ВЭУ	17
ТЕМА 4. Расчет генератора ВЭУ	
Задача 4.1. Расчет параметров электрогенератора ВЭУ	22
ТЕМА 5. Выбор типа и разработка регулятора мощности ВЭУ	30
Задача 5.1. Типы регуляторов	31
ТЕМА 6. Выбор типа инвертора ВЭУ	41
Задача 6.1. Выбор типа инвертора ВЭУ	42
ТЕМА 7. Расчет емкости аккумуляторных батарей	
Задача 7.1. Расчет емкости блока аккумуляторов	44
ТЕМА 8. Экономический расчет	
Задача 8.1. Расчет себестоимости и рыночной цены ВЭУ	47
Задача 8.2. Расчет срока окупаемости ВЭУ	48
Задача 8.3. Расчет тарифа за электроэнергию, получаемую от ВЭУ	50
Задача 8.4. Расчет коэффициента использования установленной мощности	51
ТЕМА 9. Комбинированные задачи	
Задача 9.1. Расчет параметров компонентов ВЭУ	52
Задача 9.2. Расчет экономических параметров гибридной ветро-солнечной установки	58
Задача 9.2.1. Расчет ВЭУ	60
Задача 9.2.2. Расчет СБ	64
Задача 9.2.3. Расчет ГЭУ	66
Задача 9.2.4. Срок окупаемости оборудования	68
Задача 9.2.5. Аккумуляторные батареи	68
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	69
ПРИЛОЖЕНИЯ	70

ВВЕДЕНИЕ

Конструкции ветроэнергетических установок (ВЭУ) отличаются широким разнообразием. Существуют установки, работающие на основе разницы моментов на их лопастях, подъемной силе, вихревых колебаниях и т. д. Основными наиболее распространенными в мире конструкциями являются лопастные горизонтально-осевые и вертикально-осевые ВЭУ, которые рассматриваются в данном учебном пособии.

Горизонтально-осевая установка – ветроэнергетическая конструкция с лопастным ротором, ось вращения которого горизонтальна и параллельна плоскости земли (касательной в данной точке земной поверхности), а также коллинеарна вектору набегающего потока ветра (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Горизонтально-осевые ветроэнергетические установки

Вертикально-осевая установка – ветроэнергетическая конструкция с лопастным ротором, ось вращения которого перпендикулярна плоскости земли (касательной в данной точке земной поверхности) и вектору набегающего потока ветра (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Вертикально-осевые ветроэнергетические установки

ВЭУ является электромеханическим прибором, служащим для преобразования кинетической энергии ветрового потока в электрическую энергию генератора с последующим преобразованием в удобную для потребления форму (напряжение постоянного тока или переменного тока). Принцип действия ветроустановки заключается в следующем. Ветер, действуя на лопасти ротора, создает за счет напора подъемную силу и, как следствие, крутящий момент, который вращает ротор, приводя в движение вал электрогенератора. За счет вращения витков обмотки генератора в магнитном поле возникает электрический ток, в зависимости от скорости ветра переменный по фазе, частоте и амплитуде. Преобразование напряжения переменного тока с переменной частотой в напряжение переменного тока с постоянной частотой или в напряжение постоянного тока осуществляется с помощью регулятора мощности. При необходимости из напряжения постоянного тока дальнейшее преобразование в напряжение переменного тока определенной частоты производится инвертором (рис. 1.3):

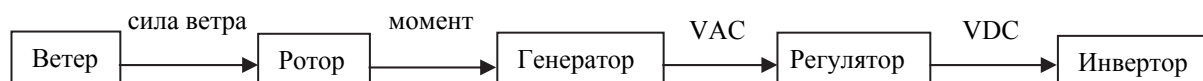


Рис. 1.3. Схема преобразования энергии ветроэнергетической установкой

Работа ВЭУ возможна на автономного потребителя и/или магистральную электросеть (рис. 1.4).

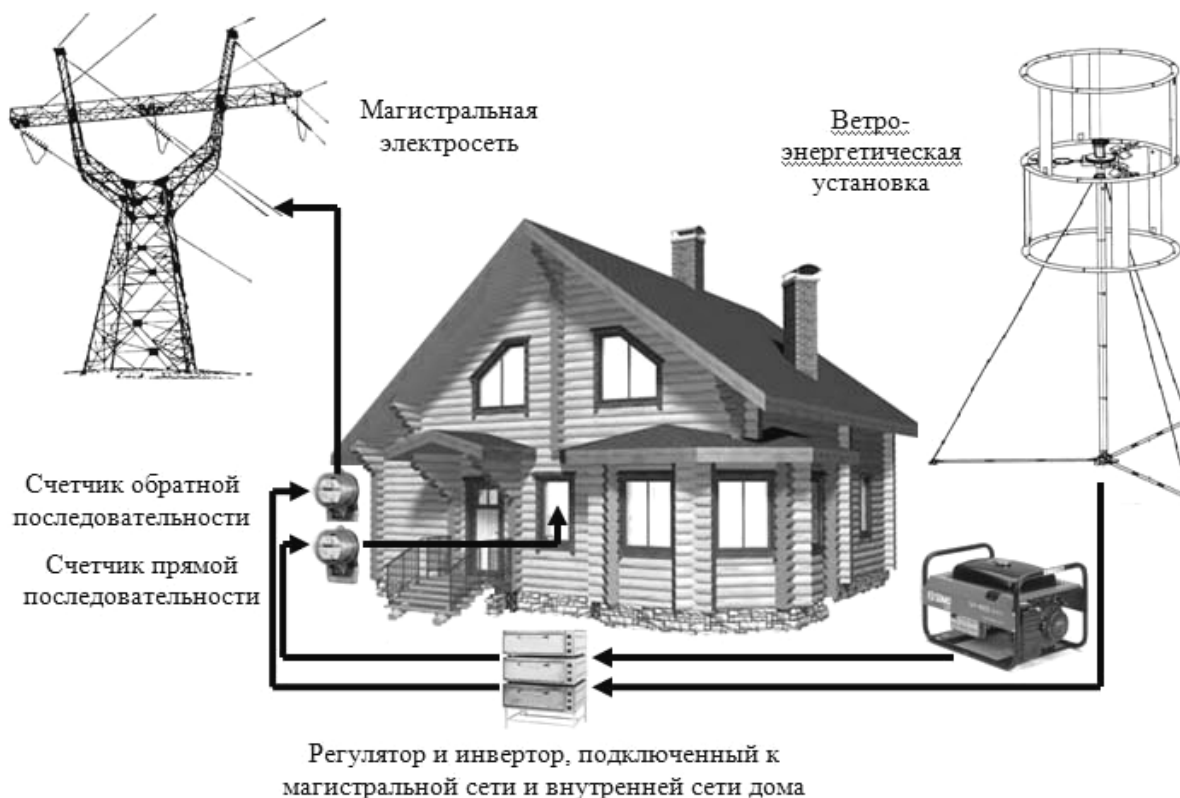


Рис. 1.4. Схема энергопотребления автономного и сетевого потребителя

Принцип расчета параметров компонентов аэродинамики и электрооборудования, применяемого в сетевой и автономной схемах, является в целом одинаковым, за исключением оконечных выходов регуляторов мощности и/или инверторов. При автономном энергоснабжении выход инвертора является стандартным переменным напряжением с постоянной частотой (220 В/50 Гц или 110 В/50 Гц), который при желании можно синхронизировать с магистральной сетью по фазе, частоте и амплитуде. При сетевом сопряжении установки выход регулятора мощности подключается непосредственно к сети с помощью соответствующего преобразователя.

В приведенных задачах используется упрощенная линейная теория, в которой набегающий поток ветра представляется ламинарным, воздух несжимаемым, деформации компонентов отсутствуют. Это и есть граничные условия.

Задача студента – изучить параметры компонентов ветроэнергетической установки в базовой комплектации (лопасти, ротор, генератор, регулятор мощности, инвертор, аккумуляторные батареи) и научиться рассчитывать параметры каждого компонента. Кроме этого необходимо понять, как рассчитывается мощность и потребление изучаемого объекта, уметь проводить экономические расчеты, решать комплексные задачи и делать адекватные выводы и заключения.

Последовательность расчетов:

1. Расчет пиковой мощности и удельной потребляемой энергии автономного объекта.
2. Определение номинальной мощности ветроэнергетической установки.
3. Расчет параметров ротора ветроэнергетической установки. Расчет числа лопастей ротора ветроэнергетической установки, величины хорды и установочного угла.
4. Расчет генератора.
5. Выбор типа регулятора мощности и расчет параметров.
6. Выбор типа инвертора и расчет параметров.
7. Расчет емкости аккумуляторных батарей.
8. Экономический расчет.
9. Комбинированные задачи.

ТЕМА 1. Расчет параметров автономного энергопотребления

Задача 1.1. Расчет пиковой мощности и потребляемой энергии

Определить пик промышленного потребителя энергии не представляет сложности, так как изначально известны мощность и график работы каждой единицы оборудования. Вычисление графика потребления и пика

мощности частного потребителя энергии может быть проведено с той или иной вероятностью или прогнозированием в связи с непредсказуемостью графика энергозатрат. В связи с этим задача решается всегда индивидуально с соответствующими допущениями и приближениями.

Методика расчета

1. Расчет пиковой мощности.

Определить в соответствии с руководством по эксплуатации мощность каждого прибора P_i (Вт), который может быть использован на исследуемом объекте и занести в таблицу (аналогично табл. 1.1). Определить с соответствующими допущениями простую вероятность включения прибора в различное время суток и отметить это в таблице, проставляя мгновенную потребляемую мощность утром, днем, вечером и ночью. Сложить данные столбцов мгновенной мощности P_i и получить пиковую мощность энергопотребления $P_{п}$ в конкретное время суток – утром, днем, вечером, ночью ($P_{у}$, $P_{д}$, $P_{в}$, $P_{н}$). Пример показан в табл. 1.2. Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности инвертора $P_{и}$.

$$P_{и} > \text{MAX} (P_{у}, P_{д}, P_{в}, P_{н}), \text{ Вт.} \quad (1.1)$$

Из практики известно, что реальная пиковая мощность подавляющего большинства объектов в конкретное время суток меньше суммы всех мощностей находящихся на объекте приборов, поскольку все электроприборы, как правило, не включаются одновременно. Тем не менее, могут быть исключения, которые должны приниматься во внимание разработчиком.

При проведении расчетов допускается формальное увеличение пиковой мощности в конкретное время суток с целью создания «запаса» по мощности и прогнозирования увеличения энергопотребления в будущем.

2. Расчет потребляемой энергии.

Определить с соответствующими допущениями время работы каждого прибора в конкретное время суток и занести данные в таблицу (аналогично табл. 1.2). Сложить данные столбцов «утро-день-вечер-ночь» для каждого электроприбора и умножить полученное значение на мощность прибора, получив энергопотребление каждого прибора за сутки. Сумма энергопотребления всех приборов $E_{сут}$ будет являться количеством энергии, потребляемой объектом в сутки:

$$E_{сут} = P_i \sum T_i, \text{ Вт} \cdot \text{ч.} \quad (1.2)$$

Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности ветроэнергетической установки и аккумуляторных батарей.

Таблица 1.1

Мощность электроприборов и мгновенная потребляемая мощность

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	300	300	0	300	0
Видеомагнитофон	120	0	0	120	0
Компьютер	400	0	0	400	0
DVD-плеер	120	0	0	120	0
Аудио-плеер	100	100	0	100	0
Посудомоечная машина	1500	0	0	1500	0
Стиральная машина	500	0	0	500	0
Электроплита	1500	1500	0	1500	0
Микроволновая печь	1500	1500	0	0	0
Пылесос	1300	0	0	1300	0
Факс-аппарат	100	100	0	0	100
Лампы накаливания	1000	1000	1000	1000	1000
Люстра	400	400	0	400	0
Синтезатор	100	0	0	100	0
Электрочайник	2000	2000	0	2000	0
Утюг	1800	0	0	1800	0
Кофеварка	300	300	0	300	0
Миксер	200	0	0	200	0
Гостер	300	300	0	0	0
Фен	200	0	0	200	0
Телефонный аппарат	20	20	20	20	20
Сигнализация	20	0	20	0	0
Другие приборы	1000	1000	1000	1000	1000
Система обогрева	300	300	300	300	300
ИТОГО в пике P_{II}	15080	8820	2340	13160	2420
		P_y	P_d	P_b	P_n

Таблица 1.2

Энергопотребление приборов

Электроприбор	Установ- ленная мощность P_i , Вт	Время использования T_i , ч				Потребление электрической энергии, Вт · ч
		Утро 1 ч	День 10 ч	Вечер 4 ч	Ночь 8 ч	
Телевизор	300	0,5	0	2	0	750
Видеомагнитофон	120	0	0	2	0	240
Компьютер	400	0	0	1	0	400
DVD-плеер	120	0	0	1	0	120
Аудио-плеер	100	1	0	1	0	200
Посудомоечная машина	1500	0	0	0,5	0	750
Стиральная машина	500	0	0	1	0	500
Электроплита	1500	0,3	0	0,5	0	1200
Микроволновая печь	1500	0,2	0	0	0	300
Пылесос	1300	0	0	1	0	1300
Факс-аппарат	100	0,1	0	0	0,1	20
Лампы накаливания	1000	1	0,5	3	1	5500
Люстра	400	0,3	0	2	0	920
Синтезатор	100	0	0	1	0	100
Электрочайник	2000	0,1	0	0,2	0	600
Утюг	1800	0	0	0,5	0	900
Кофеварка	300	0,1	0	0,1	0	60
Миксер	200	0	0	0,1	0	20
Тостер	300	0,2	0	0	0	60
Фен	200	0	0	0,1	0	20
Телефонный аппарат	20	6	6	6	6	480
Сигнализация	20	0	6	0	0	120
Другие приборы	1000	0,5	0,5	0,5	0,5	2000
Система обогрева	300	2	2	2	2	2400
ИТОГО	15 080	13,3	16	26,5	10,6	18 960

Пример расчета 1

Исходные данные:

мощность приборов согласно руководствам по эксплуатации.

Найти:

пиковую мощность и среднесуточное энергопотребление объекта.

Решение:

1. Расчет пиковой мощности конкретного объекта.

Определим статус работы каждого электроприбора в соответствующем периоде суток (утро, день, вечер, ночь). Для этого составим таблицу присутствующих на объекте приборов аналогично табл. 1.1 с указанием мощности электроприборов и мгновенной потребляемой мощности в каждый период суток. Найдем пик потребления электроэнергии соответственно в утренние, дневные, вечерние и ночные часы, как сумму мощностей всех используемых приборов. Определим наиболее высокий пик мощности $P_{п.}$ для каждого периода суток (пример показан в табл. 1.1):

– утро: $P_{у} = 8820$ Вт;

– день: $P_{д} = 2340$ Вт;

– вечер: $P_{в} = 13\,160$ Вт;

– ночь: $P_{н} = 2420$ Вт.

Максимальная пиковая мощность за сутки $P_{в} = 13\,160$ Вт. Тогда мощность инвертора P должна быть

$$P_{и} > 13\,160 \text{ Вт.}$$

Принимаем $P_{и} = 15\,000$ Вт = 15 кВт.

2. Вычислим потребляемую энергию всех периодов энергопотребления в течение суток, т. е. 24 ч. Для этого сложим данные столбцов «утро-день-вечер-ночь» для каждого электроприбора и умножим полученное значение на мощность прибора, получив энергопотребление каждого прибора за сутки в правом столбце таблицы. Найдем сумму полученных значений. Пример показан в табл. 1.2. Количество энергии, потребляемой объектом в сутки, показано в правой нижней ячейке таблицы:

$$E_{сут} = 18\,960 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

На это значение необходимо ориентироваться при дальнейшем расчете номинальной (установленной) мощности ВЭУ и емкости аккумуляторной батареи.

ТЕМА 2. Определение мощности и занимаемой площади ВЭУ

Задача 2.1. Определение номинальной мощности ВЭУ

Определить номинальную мощность ветроэнергетической установки для автономного энергоснабжения объекта с учетом средней скорости ветра в регионе и энергопотребления объекта.

Методика расчета

1. Определить среднюю скорость ветра в расчетном регионе на основании данных метеорологических служб. При этом необходимо иметь в виду, что данные метеостанций являются усредненными. В связи с этим в дополнение к этим данным можно руководствоваться привязкой к местному ландшафту (аэродинамические коридоры лесных массивов и горных цепей, поймы рек, продувные урбанизированные районы), соответствующим изменением климата в регионе (изменение направления и силы ветра, колебания температуры) и т. д.

Средняя скорость ветра $v_{\text{ср}}$ выбирается на основе карты ветров, приведенной в прил. 1 (рис. П. 1.1). Более точные данные можно получить в соответствующих местных организациях. Кроме этого, существует методика расчета скоростей ветра по вероятному их появлению. Это более сложный путь, но результат, как правило, отличается от предыдущего на 10–15 %.

2. Определить среднечасовое энергопотребление объекта на основе данных, полученных в задаче 1.1 (формула (1.2)).

Потребление энергии в час составляет $E_{\text{сут}}$, деленное на 24 ч:

$$E_{\text{ч}} = \frac{E_{\text{сут}}}{24}, \text{ Вт} \cdot \text{ч}. \quad (2.1)$$

3. Определить номинальную мощность ВЭУ, которая может быть применена для энергоснабжения данного объекта.

Мощность $P_{\text{спец}}$, развиваемая ВЭУ, составляет $E_{\text{ч}}$, деленное на время потребления, т. е. на 1 ч:

$$P_{\text{спец}} = \frac{E_{\text{ч}}}{1}, \text{ Вт}. \quad (2.2)$$

Но это – мгновенная мощность, развиваемая ВЭУ на расчетной средней скорости ветра. Определив расчетную скорость ветра по данным локальной метеостанции или проведя собственные вычисления, по табл. П. 1.1–П. 1.3 по средней скорости ветра найти мгновенную мощность ВЭУ $P_{\text{мгнВЭУ}}$, развиваемую на этой скорости ветра конкретной ВЭУ. Поиск осуществляется по столбцам средней скорости ветра с определением данных, удовлетворяющих условию

$$P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спец}}, \text{ Вт}. \quad (2.3)$$

В ряде случаев можно поставить не одну, а несколько ветроэнергетических установок (ветропарк). Такое решение обуславливается тем, что чем меньше установка, тем на меньших ветрах она стартует и, соответственно, на меньших ветрах начинается выработка электроэнергии.

После этого принять номинальную мощность выбранной ВЭУ за основу для дальнейших расчетов.

Пример расчета 1

Исходные данные:

расчетный регион – г. Салехард;

данные решения задачи 1.1.

Найти:

номинальную мощность ветроэнергетической установки для автономного энергопитания объекта.

Решение:

1. Определим среднюю скорость ветра в регионе по прил. 1 (рис. П. 1.1).

Откуда:

$$v = 5 \text{ м/с.}$$

Аналогичный расчет может быть проведен с использованием других методик.

2. Среднесуточное энергопотребление объекта из задачи 1.1

$$E_{\text{сут}} = 18\,960 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Соответственно, $E_{\text{ч}}$:

$$E_{\text{ч}} = \frac{E_{\text{сут}}}{24} = \frac{18\,960}{24} = 790 \text{ Вт}\cdot\text{ч};$$

$$P_{\text{спец}} = \frac{E_{\text{ч}}}{1} = \frac{0,790}{1} = 790 \text{ Вт.}$$

3. Найдем подходящую ветроэнергетическую установку из табл. П. 1.1–П. 1.3. Имея в виду, что в континентальном климате лучше выбрать малые ветроустановки в связи с более продуктивной работой на слабых ветрах, выбираем ВЭУ-3 (табл. П. 1.1) в количестве 2 шт.

Выбор удовлетворяет условию (2.3):

$$2 \cdot P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спец}},$$

или

$$2 \cdot 400 \geq 790.$$

Проведем проверку. Общая суточная выработка каждой ВЭУ-3 будет:

$$E_{\text{сутВЭУ}} = 9,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарная выработка двух ВЭУ-3:

$$E_{\text{сут2ВЭУ}} = 9,6 \cdot 2 = 19,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 19\,200 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Это удовлетворяет условиям выражения (2.1), поскольку

$$E_{\text{сутВЭУ}} \geq E_{\text{сут}},$$

или

$$19\,200 \text{ Вт}\cdot\text{ч} \geq 18\,960 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

4. Таким образом, в процессе расчетов в качестве энергогенерирующего оборудования выбрана ветроэнергетическая установка ВЭУ-3 в количестве 2 шт. Номинальная (установленная) мощность каждой установки составляет 3 кВт.

Задача 2.2. Определение площади, занимаемой ВЭУ

Определить площадь поверхности земли, занимаемой ВЭУ.

Методика расчета

1. Определить площадь, занимаемую непосредственно самой ветроэнергетической установкой. Она складывается из площади сечения мачты S_M и площади, занимаемой растяжками S_p .

Площадь сечения мачты S_M :

$$S_M = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (2.2)$$

где S_M – площадь сечения нижнего основания мачты; d – диаметр трубы мачты.

2. Определить площадь S_p , занимаемую растяжками.

Такие расчеты ведутся только для мачт с растяжками. Для мачт без растяжки эта площадь равна нулю.

Растяжка мачты натягивается под углом Ω к оси мачты (рис. 2.1).

Диаметр, на котором расположены фундаменты растяжек (диаметр растяжек) D_p находится через длину мачты h (рис. 2.1):

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega). \quad (2.3)$$

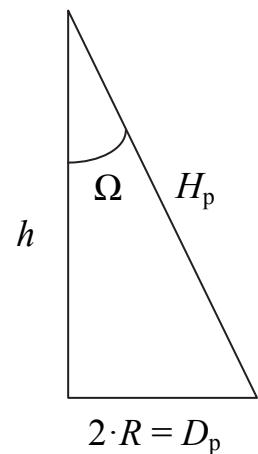


Рис. 2.1. Растяжка натянута под углом Ω к оси мачты

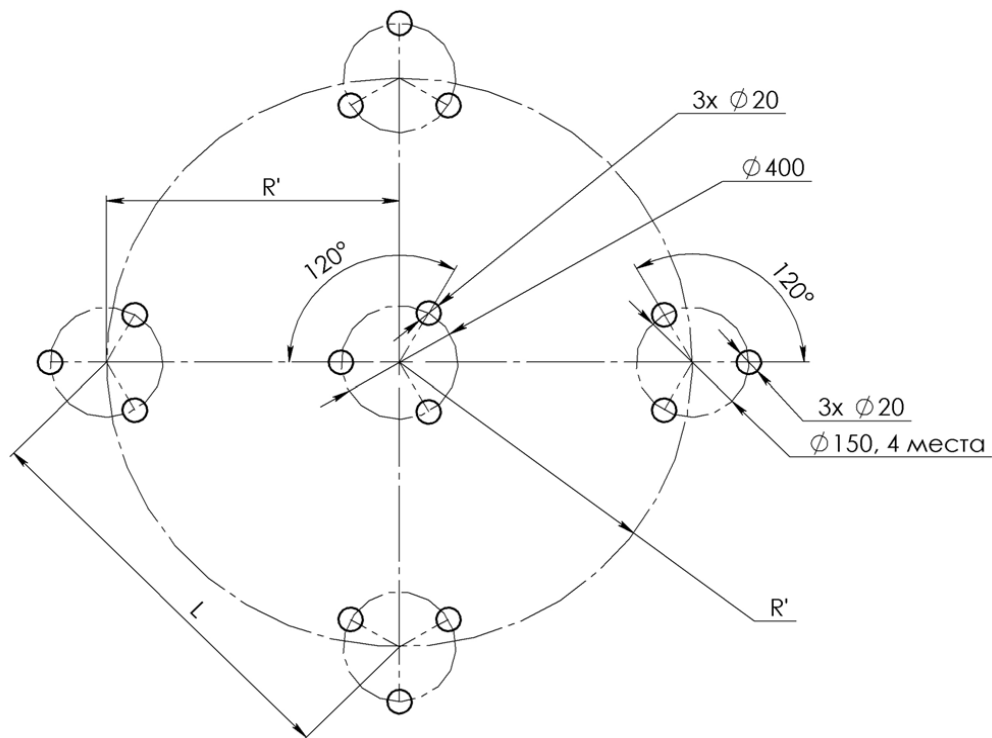


Рис. 2.2. Схема расположения фундаментов под мачту (в центре) и растяжки

Площадь, занимаемая растяжками, представляет собой треугольник (в случае, когда растяжки три) или квадрат (когда растяжки четыре) согласно схеме расположения фундамента мачты и растяжек, рис. 2.2.

Площадь, занимаемая растяжками, вычисляется как площадь вписанного в окружность $S_{\text{окр}}$ квадрата $S_{\text{кв}}$ со сторонами $L_{\text{кв}}$:

$$S_p = S_{\text{кв}} = L_{\text{кв}}^2 = \frac{S_{\text{окр}}}{\pi \cdot 0,5} = \frac{\pi \cdot D_p^2}{\pi \cdot 4 \cdot 0,5} = \frac{D_p^2}{2}. \quad (2.4)$$

Пример расчета 1

Исходные данные:

диаметр трубы мачты $d = 180$ мм;

высота мачты $h = 12$ м;

угол растяжки $\Omega = 30^\circ$.

Найти:

площадь поверхности земли (территории), занимаемой ВЭУ.

Решение:

1. Определим площадь S_M , занимаемую мачтой:

$$S_M = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,18^2}{4} = 0,02 \text{ м}.$$

2. Определим площадь S_p , занимаемую растяжками.

Диаметр растяжек по (2.3):

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega) = 2 \cdot 12 \cdot 0,5 = 12 \text{ м}.$$

Площадь, занимаемая растяжками, вычисляется как площадь вписанного в окружность квадрата со сторонами $L_{\text{кв}}$:

$$S_p = \frac{D^2}{2} = \frac{12^2}{2} = 72 \text{ м}^2.$$

ТЕМА 3. Аэродинамические параметры ВЭУ

Задача 3.1. Расчет параметров ротора ВЭУ

Ротор (или ветроколесо) ветроэнергетической установки состоит из ступицы (гондолы) и лопастей. В горизонтально-осевых конструкциях, как правило, устанавливается мультипликатор. Однако в задаче он во внимание не принимается.

Методика расчета

1. Вычислить аэродинамическую мощность с помощью электрической мощности.

Электрическая мощность ВЭУ $P_{\text{Э}}$ вычисляется через аэродинамическую мощность $P_{\text{А}}$ через коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ) ξ :

$$P_{\text{Э}} = \xi \cdot P_{\text{А}}, \text{ Вт.} \quad (3.1)$$

Реальный ξ горизонтально-осевых установок изменяется в пределах 0,25...0,47. Реальный ξ вертикально-осевых установок изменяется в пределах 0,09...0,48.

Теоретический максимальный КИЭВ является идеальным и на практике недостижимым в связи с неизбежным наличием потерь:

$$\xi_{\text{Ж}} = 0,593 \text{ по Жуковскому-Бетцу (наиболее употребим в вычислениях);}$$

$$\xi_{\text{С}} = 0,687 \text{ по Сабинину.}$$

2. Определить ометаемую площадь ротора S при постоянной скорости ветра v в ламинарном потоке.

Аэродинамическая мощность является энергией набегающего потока ветра, передаваемой ротору (ветроколесу) ВЭУ за 1 с:

$$P_{\text{А}} = \frac{m \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot V \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2}, \text{ Вт,} \quad (3.2)$$

где $P_{\text{А}}$ – аэродинамическая мощность, Вт; ρ – плотность воздуха, проходящего через ротор (принимается 1,2041 кг/м³ в сухом воздухе при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа), кг/м³; v – скорость ветрового потока до встречи с ротором, м/с; m – масса воздуха, проходящего через ротор за 1 с, кг; V – объем воздуха, проходящий через ротор за 1 с, м³; S – ометаемая площадь ротора (у горизонтально-осевых установок это площадь проекции ротора на плоскость, перпендикулярную оси вращения, у вертикально-осевых установок это площадь проекции ротора на плоскость, параллельную оси вращения), м².

Таким образом, ометаемая площадь ротора S определяется однозначно из (3.2).

3. Определить диаметр ротора для горизонтально-осевых установок (диаметр и высоту ротора для вертикально-осевых установок).

Для горизонтально-осевых роторов:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \text{ м}^2, \quad (3.3)$$

где π – безразмерная константа, равная 3,14; D – диаметр ротора.

Для вертикально-осевых роторов:

$$S = D \cdot H, \text{ м}^2, \quad (3.4)$$

где D – диаметр ротора; H – высота ротора.

На основе выражений (3.3) и (3.4) можно найти диаметр ВЭУ. Необходимо отметить, что параметры ротора вертикально-осевой ветроэнергостановки определяются неоднозначно, поэтому для определения соотношения диаметра D и высоты H необходимы дальнейшие вычисления.

Замечание. На практике необходимо увеличить ометаемую площадь на 33–35 % с учетом поправки на реальный КИЭВ, составляющий 65–67 % от идеального:

$$S_{\text{реал}} = S \cdot 1,33, \text{ м}^2. \quad (3.5)$$

4. Делается вывод о технической и экономической целесообразности изготовления ротора и его применимости в конкретных условиях на основе габаритных размеров.

Пример расчета 1

Исходные данные:

тип ВЭУ – горизонтально-осевая;
номинальная мощность ВЭУ $P_{\text{Э}} = 3$ кВт;
номинальная скорость вращения $v = 11$ м/с.

Найти:

размеры ветроколеса: диаметр D .

Решение:

1. Из формулы (3.1) находим идеальную аэродинамическую мощность $P_{\text{А}}$ при идеальном КИЭВ по Жуковскому:

$$P_{\text{А}} = \frac{P_{\text{Э}}}{\xi} = \frac{3000}{0,593} = 5059 \text{ Вт (идеальный вариант);}$$

$$P_{\text{А}} = \frac{P_{\text{Э}}}{\xi} = \frac{3000}{0,4} = 7500 \text{ Вт (реальный вариант).}$$

2. Из формулы (3.2) находим ометаемую площадь ротора S :

$$S = \frac{2 \cdot P_{\text{А}}}{\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 5059}{1,2041 \cdot 11^3} = 6,3 \text{ м}^2.$$

На практике необходимо увеличить ометаемую площадь на 33–35 % с учетом поправки на реальный КИЭВ, составляющий 65–67 % от идеального:

$$S_{\text{реал}} = S \cdot 1,33 = 8,4 \text{ м}^2.$$

3. Из формулы (3.3) находим диаметр ротора D :

$$D = \sqrt{4 \cdot \frac{S}{\pi}} = \sqrt{4 \cdot \frac{8,4}{3,14}} = 3,2 \text{ м.}$$

4. Вывод: изготовление ВЭУ реально, применение целесообразно.

Пример расчета 2

Исходные данные:

тип ВЭУ – вертикально-осевая;
номинальная мощность ВЭУ $P_{\text{Э}} = 3$ кВт;
номинальная скорость вращения $v = 11$ м/с.

Найти:

размеры ветроколеса: диаметр D и высоту H .

Решение:

1. Из формулы (3.1) находим аэродинамическую мощность $P_{\text{А}}$:

$$P_{\text{А}} = \frac{P_{\text{Э}}}{\xi} = \frac{3000}{0,593} = 5059 \text{ Вт.}$$

2. Из формулы (3.2) находим ометаемую площадь ротора S :

$$S = \frac{2 \cdot P_A}{\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 5059}{1,2041 \cdot 11^3} = 6,3 \text{ м}^2.$$

На практике необходимо увеличить ометаемую площадь на 33–35 % с учетом поправки на реальный КИЭВ, составляющий 65–67 % от идеального:

$$S_{\text{реал}} = S \cdot 1,33 = 8,4 \text{ м}^2.$$

3. Множество диаметров D и высот H бесконечно. Поэтому высота H выбирается разработчиком исходя из опыта и оптимизации. В данном примере H выбирается произвольно в разумных пределах из соображений прочности. Например, пусть $H = 4$ м.

Из формулы (3.4) находим диаметр ротора D :

$$D = \frac{S_{\text{реал}}}{H} = \frac{8,4}{4} = 2,1 \text{ м}.$$

4. Вывод: изготовление ВЭУ реально, применение целесообразно.

Задача 3.2. Расчет параметров лопастей ротора ВЭУ

Число лопастей ротора ветроэнергетической установки n определяет его быстроходность Z – отношение линейной скорости конца лопасти к скорости ветра. Быстроходность выбирается разработчиком на основе требований к конструкции и опыта. Для сильных ветров увеличение быстроходности ротора является в целом положительным мероприятием в связи с увеличением частоты вращения, а для малых ветров параметры высокой быстроходности отрицательно влияют на выработку энергии в связи со снижением крутящего момента ротора. Поэтому универсального оптимального решения по связи числа лопастей, быстроходности и крутящего момента не существует. В связи с этим задача всегда решается исходя из требований, предъявляемых конкретной установкой, находящейся в определенных ветровых условиях.

Методика расчета

1. Вычислить число лопастей при заданной быстроходности.

Из практики известно, что оптимальная быстроходность Z связана с количеством лопастей выражением:

Для горизонтально-осевых роторов:

$$n \approx \frac{80}{Z^2}, \text{ шт.} \quad (3.6)$$

Для вертикально-осевых роторов:

$$n \approx \frac{4 \cdot \pi}{Z}, \text{ шт.}, \quad (3.7)$$

где n – число лопастей, шт.; Z – быстроходность, модули.

Число лопастей округляется до ближайшего. Примерные соотношения Z и n показаны на рис. 3.1.

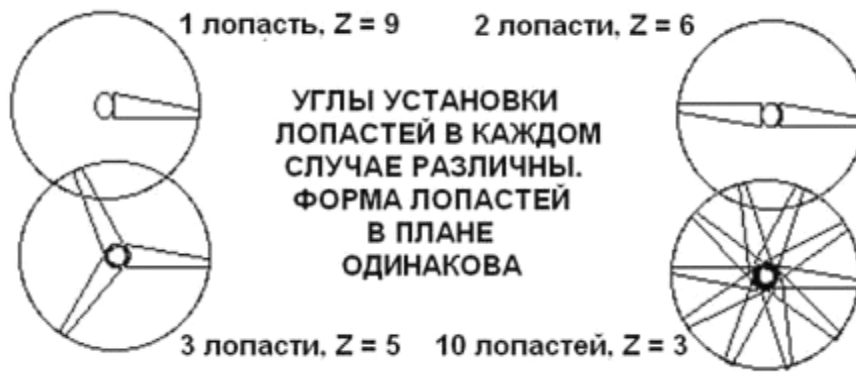


Рис. 3.1. Связь быстроходности и количества лопастей

2. Вычислить частоту вращения ротора, которая выражается в об/мин или Гц:

$$\omega_{RPM} = \frac{60 \cdot Z \cdot v}{\pi \cdot D}, \text{ об/мин,} \quad (3.8)$$

где ω_{RPM} – частота вращения ротора в об/мин; D – диаметр ротора.

Частота вращения в Гц будет выражена:

$$\omega_{Гц} = \frac{\omega_{RPM}}{60}, \text{ Гц,} \quad (3.9)$$

где ω_{RPM} – частота вращения ротора в Гц.

3. Вычислить длину хорды. Хорда – наибольшее расстояние между носом и концом профиля лопасти. Длина хорды b является переменной или постоянной величиной.

В случае переменного варианта длина хорды будет зависеть от расстояния от комля лопасти (места ее закрепления на ступице или приблизительно от оси вращения):

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n}, \text{ м,} \quad (3.10)$$

где r – расстояние от оси вращения до точки на лопасти, изменяется в пределах $0 < r < R$.

Длина переменной хорды b на 75 % длины лопасти:

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot 1,3}{9 \cdot Z^2 \cdot n}, \text{ м.} \quad (3.11)$$

Длина хорды b_K на самом конце лопасти:

$$b_K = \frac{16 \cdot \pi \cdot R}{9 \cdot Z^2 \cdot n}, \text{ м.} \quad (3.12)$$

Проверить длину хорды лопасти ротора горизонтально-осевой ветроэнергетической установки можно по эмпирической формуле. Длина хорды на конце лопасти соотносится с диаметром ротора следующим образом:

$$b_K = D \cdot 3,8, \% \quad (3.13)$$

4. Вычислить число Рейнольдса для хорды на конце лопасти и хорды на расстоянии $r = 0,75 \cdot D$ от оси вращения (для переменной хорды). Получить минимальную длину хорды и откорректировать результат.

Переход от ламинарного к турбулентному движению происходит при значении числа Рейнольдса $Re_{к}$, которое называют критическим. Меньше этого значения сопротивление крыла X велико, а подъемная сила Y мала. Выше этого значения сопротивление X в несколько раз падает, а подъемная сила Y в несколько раз возрастает. Число Рейнольдса в общем случае:

$$Re = \frac{V_0 \cdot b}{\nu}, \quad (3.14)$$

где V_0 – окружная скорость лопасти (линейная скорость точки лопасти); b – характерный размер (например, длина хорды), м; ν – кинематическая вязкость среды, m^2/c .

Для тела, движущегося в ламинарном несжимаемом потоке воздуха с плотностью $1,2041 \text{ кг/м}^3$, число Рейнольдса вычисляется с помощью формулы:

$$Re = 68\,500 \cdot V_0 \cdot b. \quad (3.15)$$

Для устойчивой работы ВЭУ необходимо $Re \geq 200\,000$. Тогда хорда лопасти должна быть не менее:

$$b = \frac{Re}{68\,500 \cdot V}, \text{ м.} \quad (3.16)$$

Полученные в формулах (3.11) и (3.12) данные проверить на удовлетворение условию (3.16) и откорректировать результат соответствующим образом, меняя длину хорды.

5. Вычислить длину лопасти. Длина лопасти берется из соображений прочности компонентов и минимизации влияния индуктивного сопротивления:

$$1,5 \cdot R > L_{\text{лоп}} > 4 \cdot b, \text{ м,} \quad (3.17)$$

где $L_{\text{лоп}}$ – длина лопасти.

6. Установочный угол лопасти β является переменным по всей ее длине, так как зависит от быстроходности или угла набегания потока $\Psi = \beta + \alpha$ (α – угол атаки, т. е. угол, под которым поток действует на лопасть).

Установочный угол каждой точки лопасти зависит от расстояния r и рассчитывается по следующей формуле:

$$\beta = \arctg\left(\frac{2 \cdot R}{3 \cdot r \cdot Z}\right) - \alpha. \quad (3.18)$$

Практически все профили имеют наивысшее аэродинамическое качество при угле атаки α равном 5° , что можно брать за основу в расчетах.

7. Занести полученные данные в табл. 3.1.

Сводная таблица параметров ВЭУ

Быстроходность Z , модули	Число лопастей n , шт.	Номинальная частота вращения $\omega_{Гц}$, Гц	Длина хорды (конец), м	Длина хорды $(0,75 \cdot R)$, м	Длина лопасти $L_{лоп}$, м	Установочный угол β , град.

*Пример расчета 1*Исходные данные:

тип ВЭУ – горизонтально-осевая;

быстроходность $Z = 5$;рабочее число Рейнольдса $R_e \geq 200\,000$.Найти:

число лопастей, величину хорды и установочный угол.

Решение:

1. По формуле (3.6) находим число лопастей при заданной быстроходности Z и округляем его до ближайшего числа в меньшую сторону:

$$n \approx \frac{80}{Z^2} = \frac{80}{5^2} = \frac{80}{25} = 3,2 \approx 3 \text{ шт.}$$

2. Частота вращения ротора находится из формул (3.8) и (3.9). На номинальной скорости ветра 11 м/с:

$$\omega_{RPM} = \frac{60 \cdot Z \cdot v}{\pi \cdot D} = \frac{60 \cdot 5 \cdot 11}{3,14 \cdot 3,2} = 330 \text{ об/мин};$$

$$\omega_{Гц} = \frac{\omega_{RPM}}{60} = 5,5 \text{ Гц.}$$

3. Вычисляем длину хорды на $0,75R$, принимая во внимание радиус, вычисленный в задаче 3.1 ($R = D/2 = 1,6$ м):

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot 3,14 \cdot 1,6 \cdot \left(\frac{1,6}{1,6 \cdot 0,75}\right)}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 0,16 \text{ м.}$$

Вычисляем длину хорды на конце лопасти (т. е. на радиусе ротора R):

$$b_K = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot 3,14 \cdot 1,6 \cdot \left(\frac{1,6}{1,6}\right)}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 0,12 \text{ м.}$$

Проверкой может служить тот факт, что в быстроходных роторах длина хорды b_K на конце лопасти составляет 3,8 % от диаметра ротора D :

$$b_K = D \cdot 3,8 \% = 3,2 \cdot 0,038 = 0,12 \text{ м.}$$

4. Расчет числа Рейнольдса для полученных данных производится с учетом того, что окружная скорость $V = v \cdot Z$ на номинальной скорости 11 м/с.

Для конца лопасти хорда b_K :

$$R_e = 68\,500 \cdot V \cdot b_K = 68\,500 \cdot v \cdot Z \cdot b_K = 68\,500 \cdot 11 \cdot 5 \cdot 0,12 = 452\,100.$$

Значение R_e удовлетворяет требованиям, так как $R_e \geq 200\,000$.

Для хорды лопасти $b_{0,75}$ на радиусе $r = 0,75R$ и окружной скорости $V_{0,75} = 0,75 \cdot V = 0,75 \cdot v \cdot Z$:

$$R_e = 68\,500 \cdot V_{0,75} \cdot b_{0,75} = 68\,500 \cdot 0,75 \cdot 11 \cdot 5 \cdot 0,16 = 452\,100.$$

Значение также с большим запасом удовлетворяет требованиям.

5. Длина лопасти берется из соображений прочности компонентов и минимизации влияния индуктивного сопротивления согласно формуле (3.17).

Пусть $L = R = D / 2 = 1,6$ м, что удовлетворяет решению задачи 3.1 и условию формулы (3.17).

6. Установочный угол лопасти β является переменным по всей ее длине.

Соответственно установочный угол конца лопасти, где $r = R$:

$$\beta = \arctg\left(\frac{2 \cdot R}{3 \cdot r \cdot Z}\right) - \alpha = \arctg\left(\frac{2 \cdot 1,6}{3 \cdot 1,6 \cdot 5}\right) - 5 = \arctg(0,13) = -4,87^\circ.$$

Соответственно установочный угол конца лопасти, где $r = 0,75R$:

$$\beta = \arctg\left(\frac{2 \cdot R}{3 \cdot r \cdot Z}\right) - \alpha = \arctg\left(\frac{2 \cdot 1,6}{3 \cdot 1,6 \cdot 0,75 \cdot 5}\right) - 5 = \arctg(0,17) = -4,82^\circ.$$

Очевидно, что лопасть имеет скрутку по длине для оптимального установочного угла в каждой точке.

Сводная таблица параметров ВЭУ:

Быстроходность Z , модули	Число лопастей n , шт.	Номинальная частота вращения $\omega_{ГЦ}$, Гц	Длина хорды (конец), м	Длина хорды ($0,75R$), м	Длина лопасти $L_{лоп}$, м	Установочный угол β , град.
5	3	5,5	0,12	0,16	1,6	4,87

Пример расчета 2

Исходные данные:

тип ВЭУ – вертикально-осевая;

быстроходность $Z = 2$;

рабочее число Рейнольдса $R_e \geq 200\,000$.

Найти:

число лопастей, величину хорды и установочный угол.

Решение:

1. По формуле (3.7) находим число лопастей при заданной быстроходности Z и округляем его до ближайшего числа в меньшую сторону:

$$n \approx \frac{4 \cdot \pi}{Z} = \frac{4 \cdot 3,14}{2} = \frac{12,56}{2} \approx 6 \text{ шт.}$$

Принимаем допущение, что ротор представляет собой два яруса по 3 лопасти в каждом, итого 6 лопастей.

3. Частота вращения ротора находится из формул (3.8) и (3.9). На номинальной скорости ветра 11 м/с:

$$\omega_{RPM} = \frac{60 \cdot Z \cdot v}{\pi \cdot D} = \frac{60 \cdot 2 \cdot 11}{3,14 \cdot 2,1} = 200 \text{ об/мин};$$

$$\omega_{Гц} = \frac{\omega_{RPM}}{60} = 3,3 \text{ Гц.}$$

3. Вычисляем длину хорды, принимая во внимание, что она постоянна по всей длине лопасти:

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot 3,14 \cdot 1,05}{9 \cdot 2^2 \cdot 6} = 0,24 \text{ м.}$$

4. Расчет числа Рейнольдса для полученных данных производится с учетом того, что окружная скорость $V = v \cdot Z$ на номинальной скорости 11 м/с.

Для лопасти с хордой b :

$$Re = 68\,500 \cdot V \cdot b = 68\,500 \cdot v \cdot Z \cdot b = 68\,500 \cdot 11 \cdot 2 \cdot 0,24 = 361\,680.$$

Значение Re удовлетворяет требованиям, так как $Re \geq 200\,000$.

5. Длина лопасти берется из соображений прочности компонентов и минимизации влияния индуктивного сопротивления согласно формуле (3.17).

Пусть $L = H / 2 = 2$ м, что удовлетворяет решению задачи 3.1, условию формулы (3.17) и допущению о двухъярусном роторе.

6. Установочный угол лопасти β является постоянным по всей ее длине:

$$\beta = \arctg\left(\frac{2}{3 \cdot Z}\right) - \alpha = \arctg\left(\frac{2}{3 \cdot 2}\right) - 5 = \arctg(0,3) = -4,70^\circ.$$

Сводная таблица параметров ВЭУ:

Быстроходность Z , модули	Число лопастей n , шт.	Номинальная частота вращения $\omega_{Гц}$, Гц	Длина хорды (конец), м	Длина хорды ($0,75R$), м	Длина лопасти $L_{лоп}$, м	Установочный угол β , град.
2	6	3,3	0,24	—	2	4,7

ТЕМА 4. Расчет генератора ВЭУ

Задача 4.1. Расчет параметров электрогенератора ВЭУ

Задача расчета параметров генератора ветроэнергетической установки является одной из сложнейших электротехнических задач, тесно связанной с механическими и аэродинамическими параметрами установки, а также непосредственно зависимой от параметров системы регулирования мощности. Кроме этого, сложность представляет выбор типа генератора, его габаритных размеров и расчета параметров обмотки. Более того, расчет

генератора на практике должен подвергаться проверке на тепловые режимы в различных климатических условиях. Учитывая необходимость высокого уровня подготовки разработчика, предлагаемая задача является повелительным расчетом на основании расчетных данных, полученных с помощью различных методик проектирования электрических машин.

Методика расчета

1. Получить исходные данные, обусловленные требованиями к габаритным размерам, частоте вращения ротора, магнитам и т. д.

Исходные данные для расчета:

- тип генератора;
- параметры магнита $L_m \times B_m \times H_m$ (длина \times ширина \times высота);
- наружный диаметр магнитов OD ;
- внутренний диаметр магнитов ID ;
- количество магнитов на одном основании p_2 ;
- количество пар полюсов p ;
- расстояние между поверхностями магнитов;
- диаметр провода d ;
- число витков в секции w_c ;
- фазовый сдвиг;
- частота вращения (номинальная и максимальная);
- количество фаз;
- угол поворота ротора.

2. Провести расчет магнитного поля на основе программного комплекса Ansys. Данный расчет выходит за рамки задачи и магнитный поток предоставляется разработчику в виде исходных данных. Технология расчета приводится ниже для справки.

Вид якорной обмотки приведен на рис. 4.1. Габаритные размеры магнита приведены на рис. 4.2.

Параметры магнита $L_m \times B_m \times H_m$ занести в Ansys и вычислить магнитные поля.

Расчет магнитных полей производится в Ansys. (Ввод геометрических характеристик магнитов, рис. 4.3.)

Расчет магнитного поля, рис. 4.4.

График электродвижущей силы ЭДС приведен на рис. 4.5.

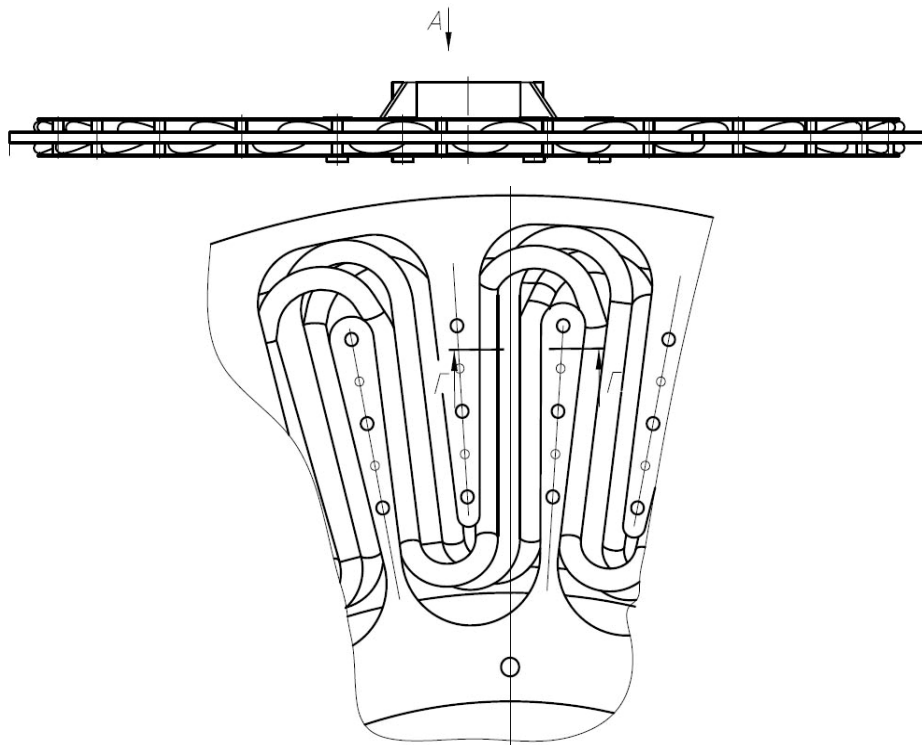


Рис. 4.1. Якорная обмотка генератора

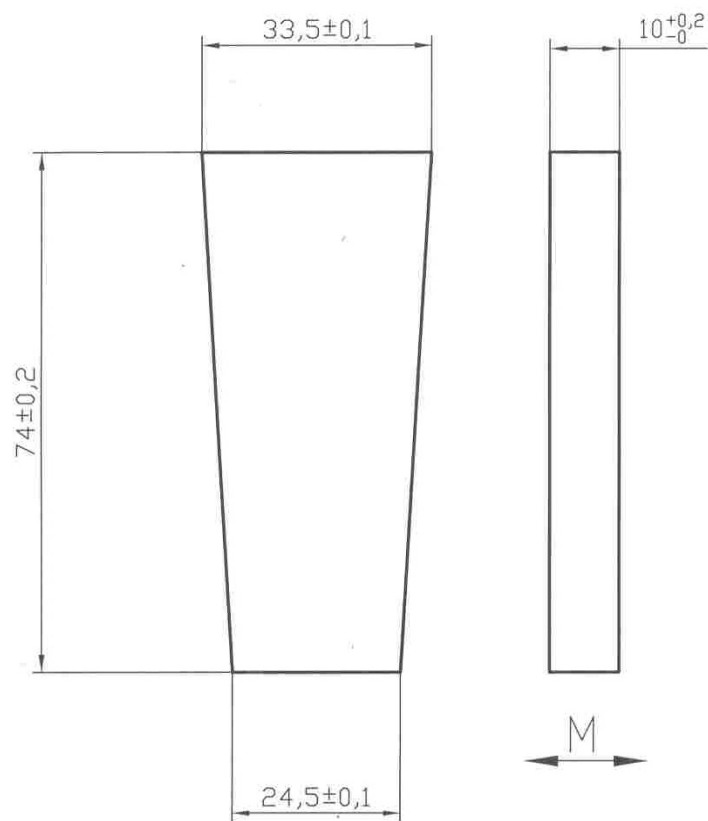


Рис. 4.2. Габаритные размеры магнита, мм

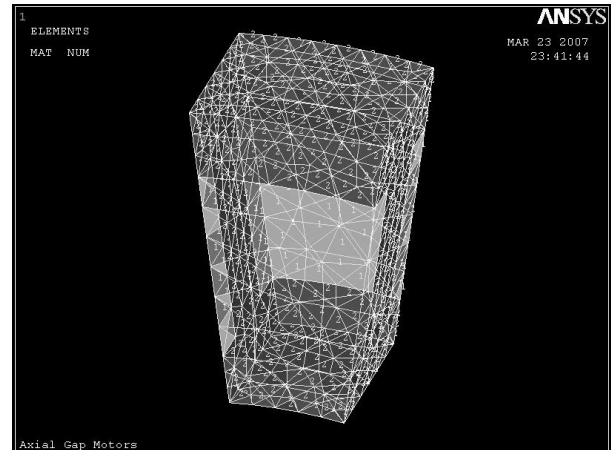
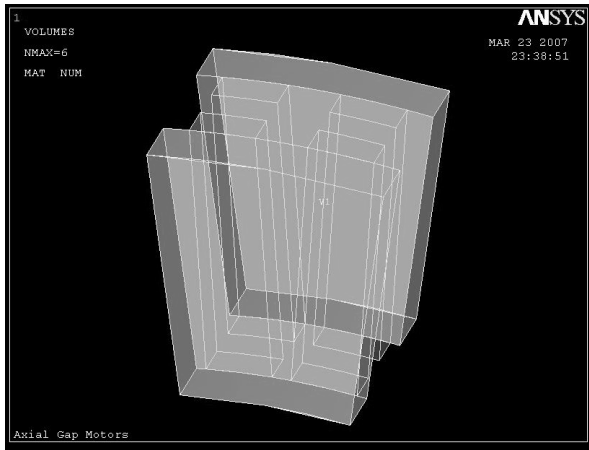


Рис. 4.3. Ввод геометрических характеристик магнитов

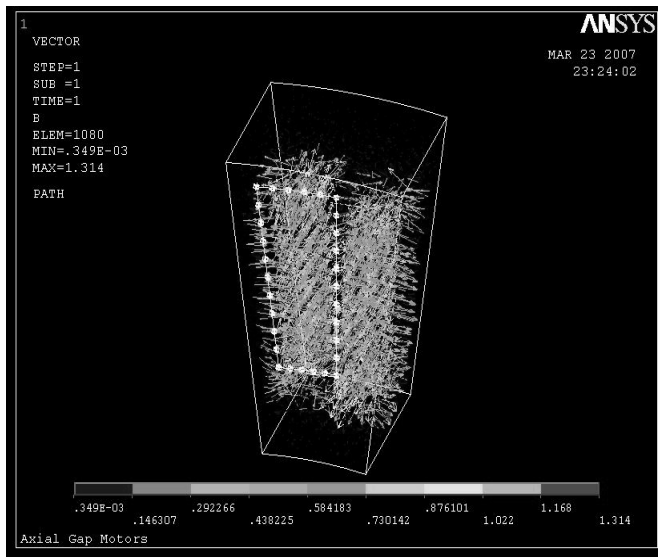


Рис. 4.4. Расчет магнитного поля

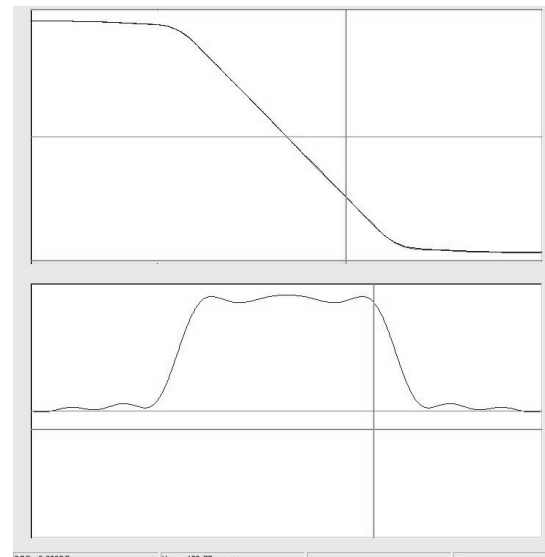


Рис. 4.5. График ЭДС

3. Провести поверочный расчет параметров генератора. Он может быть осуществлен в любой вычислительно программе – MathLab, MathCAD, MS Excel.

Амплитуда производной магнитного потока $\frac{dF}{d\alpha}$ находится в программном комплексе Ansys.

Частота вращения n задана 180 об/мин. Это и есть номинальная и в то же время максимальная частота вращения ротора ВЭУ. Предполагается, что дальнейшее увеличение частоты не происходит за счет аэродинамического регулирования частоты вращения ротора и параметры генератора рассчитываются на эту точку.

Вычисляются следующие величины.

Частота вращения в электрических радианах:

$$\omega = \frac{n \cdot 2 \cdot \pi \cdot p}{60}, \text{ рад}, \quad (4.1)$$

где ω – частота вращения в электрических радианах; n – обороты в секунду; p – количество пар магнитных полюсов.

Количество витков в фазе:

$$w = w_c \cdot p, \text{ шт.}, \quad (4.2)$$

где w_c – число витков в секции.

Амплитуда фазовой ЭДС (В), от нуля до пика:

$$\text{ЭДС}_{\text{ПИК}} = \frac{dF}{d\alpha} \cdot \omega \cdot w, \text{ В.} \quad (4.3)$$

Среднеквадратическое значение ЭДС одной фазы:

$$\text{ЭДС}_{\text{СК}} = \frac{\text{ЭДС}_{\text{ПИК}}}{\sqrt{2}}, \text{ В.} \quad (4.4)$$

Среднеквадратическое значение ЭДС генератора для соединения «звездой»:

$$\text{ЭДС}_{\text{ГЕН}} = \text{ЭДС}_{\text{СК}} \cdot (m-1), \text{ В.} \quad (4.5)$$

Длина проводника:

$$L_{\Phi} = \frac{OD - ID}{2} \cdot 2 + \frac{\pi \cdot OD}{2 \cdot p} + \frac{\pi \cdot ID}{2 \cdot p}, \text{ м.} \quad (4.6)$$

Сечение проводника:

$$Q = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \text{ м}^2. \quad (4.7)$$

Удельное сопротивление меди при 20 °С $\rho_{\text{Cu}20} = 1/56 \cdot 10^{-6}$ Ом·м. Номинальная точка рассчитывается при температуре проводника $t_{\Phi} = 80$ °С.

Сопротивление фазы (Ом):

$$R_{\Phi} = \frac{\rho_{\text{Cu}20} \cdot (1 + 0,004 \cdot (t_{\Phi} - 20)) \cdot L_{\Phi}}{Q}, \text{ Ом.} \quad (4.8)$$

Максимальный ток генератора:

$$I_{\text{max}} = \frac{\text{ЭДС}_{\text{ГЕН}}}{R_{\Phi} \cdot (m-1)}, \text{ А.} \quad (4.9)$$

4. На основе полученных данных произвести вычисление графиков потерь, выходного напряжения, выходной мощности, КПД.

С этой целью задать значения тока по оси абсцисс:

$$I = 0 \dots I_{\text{max}} \text{ с шагом } 0,5 \text{ А.} \quad (4.10)$$

Потери напряжения в фазах:

$$dV_{\text{ЭЛ}}(I) = I \cdot R_{\Phi} \cdot (m-1), \text{ В.} \quad (4.11)$$

Электрические потери в фазах:

$$P_{\text{ЭЛ}}(I) = I^2 \cdot R_{\Phi} \cdot (m-1), \text{ Вт.} \quad (4.12)$$

Выходное напряжение (В):

$$U(I) = \text{ЭДС}_{\text{ГЕН}} - dV_{\text{ЭЛ}}(I). \quad (4.13)$$

Входная мощность (Вт):

$$P_1(I) = \text{ЭДС}_{\text{ГЕН}} \cdot I. \quad (4.14)$$

Выходная мощность (Вт):

$$P_2(I) = U(I) \cdot I. \quad (4.15)$$

КПД:

$$\eta = \text{Eff} = \frac{P_2(I)}{P_1(I)}. \quad (4.16)$$

Плотность тока (А/м²):

$$J(I) = \frac{I}{Q} \text{ А/м}^2. \quad (4.17)$$

Пример расчета 1

Исходные данные:

– тип генератора – синхронный вентильный генератор переменного тока на постоянных магнитах Ne-Fe-B;

– тип магнитов – трапецеидальный;

– параметры магнита $L_m \times B_m \times H_m \times C_m$ 0,0740 × 0,0335 × 0,0245 × 0,010 (м);

– наружный диаметр магнитов $OD = 0,440$ м;

– внутренний диаметр магнитов $ID = 0,250$ м;

– количество пар магнитных полюсов $p = 18$;

– количество магнитов на одном основании $p_2 = 50$;

– расстояние между поверхностями магнитов $A_m = 0,012$ м;

– количество фаз $m = 3$;

– фазовый сдвиг 120° ;

– диаметр провода $d = 0,001$ м;

– число витков в секции $w_c = 18$;

– частота вращения (номинальная и максимальная) $n = 180$ об/мин;

– угол поворота ротора α ;

– амплитуда производной магнитного потока $\frac{dF}{d\alpha} = 1,574 \cdot 10^{-3}$.

Найти:

параметры генератора. Рассчитать зависимости электрических потерь, выходного напряжения, выходной мощности, КПД.

Решение:

1. Исходные данные приведены в условии задачи.

2. Амплитуда производной магнитного потока (из расчетов в Ansys):

$$\frac{dF}{d\alpha} = 1,574 \cdot 10^{-3}.$$

3. Проверочный расчет параметров генератора осуществляется в любой вычислительно программе – MathLab, MathCAD, MS Excel.

Частота вращения в электрических радианах:

$$\omega = \frac{n \cdot 2 \cdot \pi \cdot p}{60} = 339,292 \text{ рад,}$$

где ω – частота вращения в электрических радианах; n – частота вращения (номинальная и максимальная), об/с; p – количество пар магнитных полюсов.

Количество витков в фазе:

$$w = w_c \cdot p = 18 \cdot 18 = 324.$$

Амплитуда фазовой ЭДС (В), от нуля до пика:

$$\text{ЭДС}_{\text{ПИК}} = \frac{dF}{d\alpha} \cdot \omega \cdot w = 1,574 \cdot 10^{-3} \cdot 339,292 \cdot 324 = 173 \text{ В.}$$

Среднеквадратическое значение ЭДС одной фазы:

$$\text{ЭДС}_{\text{СК}} = \frac{\text{ЭДС}_{\text{ПИК}}}{\sqrt{2}} = \frac{173}{\sqrt{2}} = 123 \text{ В.}$$

Среднеквадратическое значение ЭДС генератора (В) для соединения «звездой»:

$$\text{ЭДС}_{\text{ГЕН}} = \text{ЭДС}_{\text{СК}} \cdot \sqrt{3} = 123 \cdot \sqrt{3} = 213 \text{ В.}$$

Длина проводника:

$$\begin{aligned} L_{\Phi} &= \frac{OD - ID}{2} \cdot 2 + \frac{\pi \cdot OD}{2 \cdot p} + \frac{\pi \cdot ID}{2 \cdot p} = \\ &= \frac{0,44 - 0,25}{2} \cdot 2 + \frac{3,14 \cdot 0,44}{2 \cdot 18} + \frac{3,14 \cdot 0,25}{2 \cdot 18} = 0,25 \text{ м.} \end{aligned}$$

Сечение проводника:

$$Q = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 1,767 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Удельное сопротивление меди при 20 °С:

$$\rho_{\text{Cu}20} = 1 / 56 \cdot 10^{-6} = 0,017 \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Номинальная точка рассчитывается при температуре проводника $t_{\Phi} = 80$ °С.

Сопротивление фазы:

$$\begin{aligned} R_{\Phi} &= \frac{\rho_{\text{Cu}20} \cdot (1 + 0,004 \cdot (t_{\Phi} - 20)) \cdot L_{\Phi} \cdot w}{Q \cdot 0,000001} = \\ &= \frac{0,017 \cdot 0,000001 \cdot (1 + 0,004 \cdot (80 - 20)) \cdot 0,25 \cdot 324001}{1,767 \cdot 0,000001} = 0,966 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Максимальный ток генератора:

$$I_{\text{max}} = \frac{\text{ЭДС}_{\text{ГЕН}}}{R_{\Phi} \cdot (m - 1)} = \frac{213}{0,966 \cdot (3 - 1)} = 110 \text{ А.}$$

4. На основе полученных данных вычисляем график потерь, для кривых задавая ток I с шагом 0,5 А, для прямых 2–3 точки:

$I = 0 \dots I_{\max}$ с шагом 0,5 А.

4.1. График рис. 4.6.

Потери напряжения в фазах (для справки, нет на графике):

$$dV_{\text{ЭЛ}}(I) = I \cdot R_{\Phi} \cdot (m - 1).$$

Выходное напряжение (В):

$$U(I) = \text{ЭДС}_{\text{ГЕН}} - dV_{\text{ЭЛ}}(I).$$

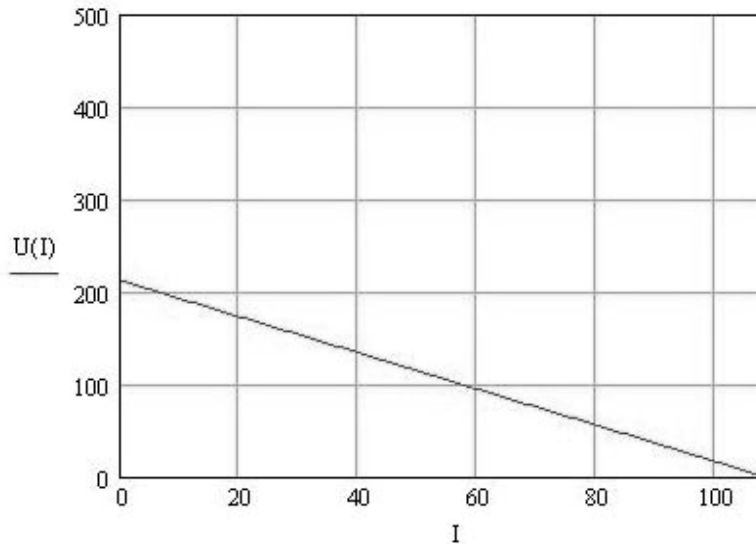


Рис. 4.6. График выходного напряжения $U(I)$ от тока I

4.2. Графики рис. 4.7.

Электрические потери в фазах:

$$P_{\text{ЭЛ}}(I) = I^2 \cdot R_{\Phi} \cdot (m - 1).$$

Выходная мощность (Вт):

$$P_2(I) = U(I) \cdot I.$$

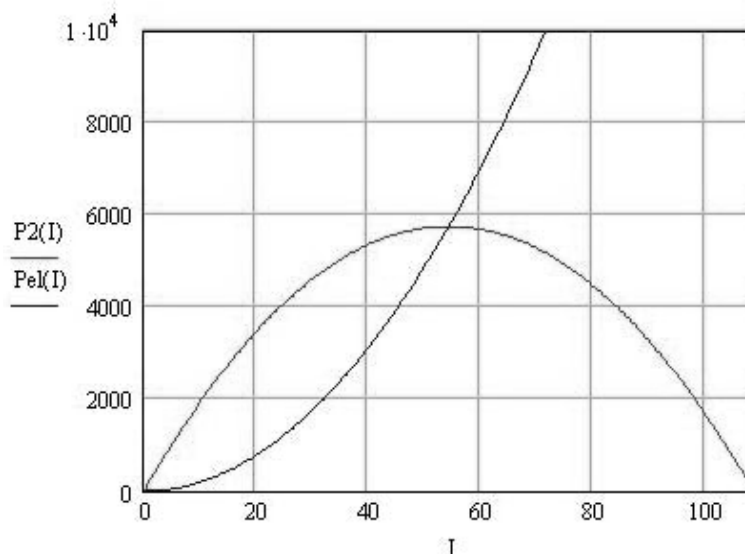


Рис. 4.7. Графики зависимостей выходной мощности $P_2(I)$ и электрических потерь в фазах $P_{el}(I)$ от тока I

4.3. График рис. 4.8.

Входная мощность (приводится для справки, ее нет на графике):

$$P_1(I) = \mathcal{E}_{\text{ГЕН}} \cdot I.$$

КПД:

$$\eta = \text{Eff} = \frac{P_2(I)}{P_1(I)}.$$

Плотность тока (приводится для справки, ее нет на графике) является одной из проверок генератора на качество. На практике ее величина не должна превышать 10 А/мм^2 . В противном случае произойдет плавление меди и/или размагничивание магнитов

$$J(I) = \frac{I}{Q}.$$

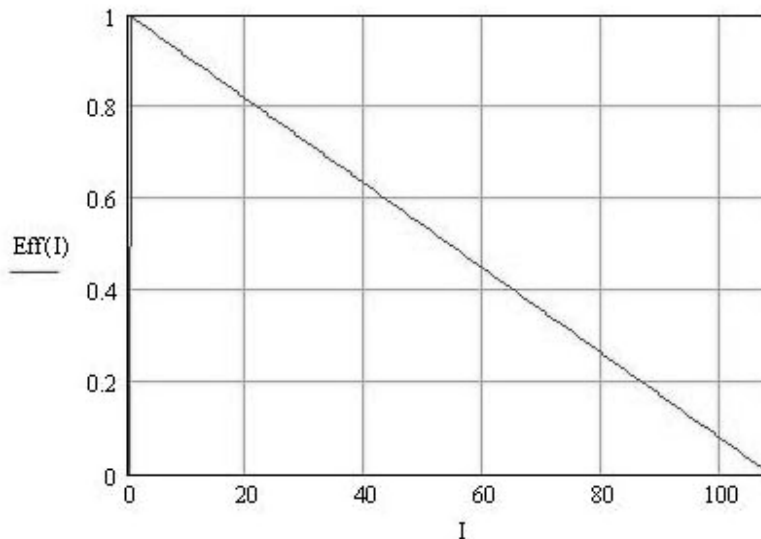


Рис. 4.8. График КПД η от тока I

ТЕМА 5. Выбор типа и разработка регулятора мощности ВЭУ

Разработка электронного регулятора мощности ветроэнергетической установки, не имеющей балластного сопротивления, имеет следующие особенности: поддержание максимального коэффициента мощности C_p регулированием мощности ВЭУ в диапазоне частот вращения ротора в определенном диапазоне; ограничение частоты вращения ротора на номинальной (максимальной) частоте вращения за счет аэродинамических регуляторов; отсутствие балластной нагрузки.

Регулятор может быть построен на основе современных электронных компонентов: повышающего импульсного преобразователя; понижающего импульсного преобразователя. Задачей разработки и оптимизации является снижение потерь при преобразовании и максимально полное использова-

ние энергии ветра. Для получения максимума мощности при регулировании требуется придерживаться оптимальной быстроходности Z (рис. 5.1), которая и выступает в качестве исходных данных при разработке алгоритма электронного преобразователя энергии.

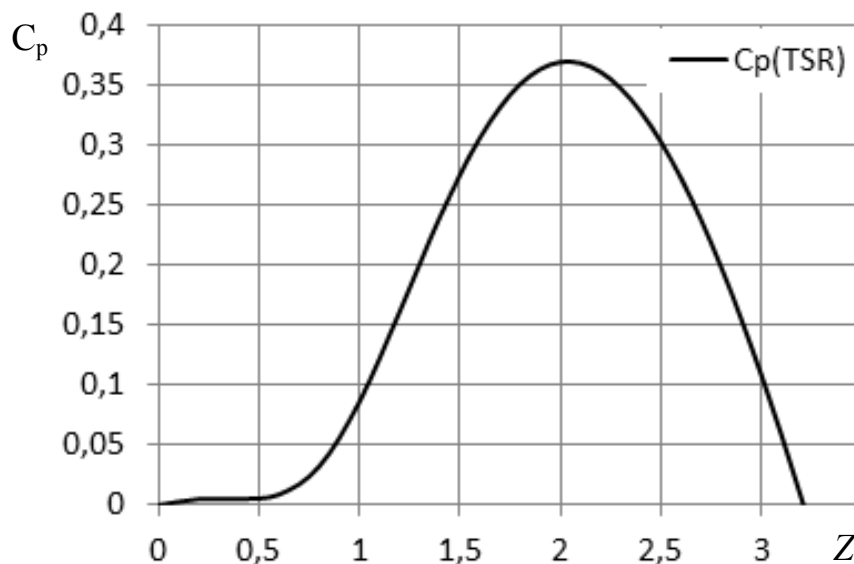


Рис. 5.1. Главная аэродинамическая характеристика ротора ВЭУ (зависимость C_p от Z)

Разработчик должен выбрать схему регулятора на основе своего опыта, имеющихся на рынке компонентов и требований соответствующего Технического задания.

Критерием оптимальности при разработке алгоритма работы регулятора является максимум выходной мощности на основе регулирования параметров выхода с отслеживанием располагаемой мощности ротора. Регулирование электрической мощности ВЭУ осуществляется с помощью выбора оптимальных рабочих режимов на основе метода, состоящего из следующих параллельно выполняемых действий: измерение внешних параметров (располагаемой мощности, мощности нагрузки, ток заряда аккумуляторной батареи, частота тока и напряжение в фазе генератора и др.); определение выхода параметров за пределы безопасных режимов и отключение генератора с переводом преобразователя в режим защиты; обеспечение заряда аккумулятора в режиме постоянного напряжения с ограничением тока заряда при условии наличия достаточной генерируемой мощности с предотвращением перезаряда и переразряда аккумулятора.

Задача 5.1. Типы регуляторов

Линейные стабилизаторы мощности включают помимо силовых регуляторов более или менее сложную маломощную схему управления. Принципиальная трудность создания регуляторов мощности заключается в том, что силовые транзисторы рассеивают значительную мощность. Это

резко ухудшает эффективность такого регулятора и приводит к большим потерям на определенных режимах.

В упрощенном виде схема линейного стабилизатора напряжения приведена на рис. 5.2.

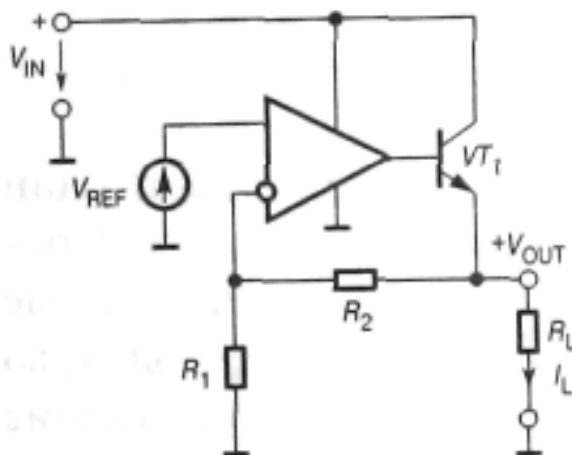


Рис. 5.2. Схема линейного стабилизатора напряжения

Схема состоит из операционного усилителя в неинвертирующем включении с отрицательной обратной связью по напряжению, источника опорного напряжения V_{REF} и регулирующего транзистора VT_1 , включенного последовательно с нагрузкой.

Выходное напряжение V_{out} контролируется с помощью цепи отрицательной обратной связи, выполненной на резистивном делителе R_1/R_2 . Операционный усилитель (ОУ) играет роль усилителя ошибки, в качестве которой здесь выступает раз-

ность между опорным напряжением V_{REF} , задаваемым источником опорного напряжения (ИОН), и выходным напряжением делителя R_1/R_2

$$\Delta V = V_{REF} - V_{OUT} \cdot \frac{R_1}{R_1 + R_2}. \quad (5.1)$$

Схема работает следующим образом. Пусть по тем или иным причинам (например, из-за уменьшения сопротивления нагрузки или входного нерегулируемого напряжения) выходное напряжение стабилизатора V_{out} уменьшилось. При этом на входе ОУ появится ошибка $\Delta V > 0$. Выходное напряжение усилителя возрастет, что приведет к увеличению тока базы, а следовательно, и тока эмиттера регулирующего транзистора до значения, при котором выходное напряжение возрастет практически до первоначального уровня.

В случае идеального операционного усилителя установившееся значение ошибки, совпадающее с дифференциальным входным напряжением ОУ, близко к нулю. Отсюда следует, что:

$$V_{OUT} = V_{REF} \cdot \left(1 + \frac{R_2}{R_1} \right). \quad (5.2)$$

Питание операционного усилителя осуществляется от входного нерегулируемого однополярного напряжения, в данном случае положительного (при регулирующем транзисторе $p-n-p$ -типа все напряжения в схеме должны быть отрицательными). Это накладывает ограничения на допустимый диапазон входных и выходных сигналов, которые в этих условиях должны

быть только положительными. В связи с этим тот тип регулятора достаточно простой, но неэффективный.

Импульсные регуляторы напряжения. Принцип действия непрерывных (линейных) стабилизаторов напряжения с последовательным регулирующим элементом состоит в том, что при изменении входного напряжения и/или тока нагрузки выходное напряжение стабилизатора (напряжение на нагрузке) поддерживается постоянным за счет изменения падения напряжения на регулирующем элементе. Разность между входным и выходным напряжениями падает на мощном регулирующем транзисторе и в зависимости от схемы его включения и диапазона изменения входного напряжения может достигать нескольких десятков вольт. Как следствие при протекании тока нагрузки на этом транзисторе рассеивается довольно большая мощность. Это предопределяет относительно невысокий коэффициент полезного действия (КПД) линейного стабилизатора, который в случае низких напряжениях стабилизации может падать даже ниже 50 %.

Существенно больших значений КПД можно достичь, если вместо непрерывного регулирующего элемента между входным напряжением и нагрузкой включить импульсный коммутатор (ключ), который циклически (с определенным периодом повторения T) переключается из разомкнутого (закрытого) состояния в замкнутое (открытое) и обратно. В этом случае среднее значение выходного напряжения на нагрузке будет определяться отношением длительности его открытого состояния к периоду повторения. Таким образом, меняя относительную длительность открытого состояния ключа, можно в широких пределах регулировать среднее значение напряжения на нагрузке. Если между коммутатором и нагрузкой включить соответствующий фильтр нижних частот, можно сгладить пульсации напряжения на нагрузке до допустимой величины.

Вполне очевидно, что при малом сопротивлении ключа в открытом состоянии (в идеале оно может быть очень близко к нулевому), потери мощности на таком регулирующем элементе весьма малы, и на практике КПД здесь может достигать 95 % и более.

Регуляторы мощности с коммутаторами называют импульсными источниками питания, а если они осуществляют стабилизацию выходного напряжения, то импульсными стабилизаторами напряжения. По сравнению с непрерывными стабилизаторами напряжения импульсные источники обладают не только существенно более высоким КПД, но дополнительно позволяют получить:

- выходное напряжение больше входного;
- выходное напряжение, гальванически не связанное с входным;
- стабилизацию выходного напряжения при широком (более 50 %) диапазоне изменения входного;
- при выходной мощности в десятки и более ватт – существенно меньшие массу и габариты.

Недостатками импульсных источников являются:

- импульсный характер напряжений и токов в схеме, что обуславливает порой весьма интенсивные помехи в нагрузке, в первичном источнике питания и в окружающем пространстве и требует применения сложных сглаживающих фильтров, тщательного экранирования и детальной проработки конструкции;
- определенные сложности с обеспечением устойчивости импульсных устройств с обратной связью;
- относительно большая (по сравнению с непрерывными устройствами) длительность переходных процессов.

Импульсные регуляторы мощности отличаются большим многообразием принципов построения и схемных решений. Ниже мы рассмотрим наиболее распространенные типы импульсных регуляторов с промежуточными накопителями энергии и без промежуточного накопления энергии.

Для импульсных источников питания с промежуточными накопителями характерна работа в два такта, в одном из которых происходит накопление энергии в индуктивной катушке (дросселе) или конденсаторе, а во втором – передача энергии в нагрузку.

Основные топологии DC/DC преобразователей. Все существующие топологии преобразователей постоянного напряжения могут быть разделены на две основные части, в зависимости от наличия или отсутствия гальванической развязки между первичным источником и выходной цепью.

Неизолированные преобразователи. В зависимости от положения ключевого элемента и выпрямительного элемента могут быть реализованы следующие основные типы преобразователей:

- понижающий импульсный регулятор с последовательным соединением ключевого элемента и дросселя (buck regulator);
- повышающий импульсный регулятор с параллельным включением ключевого элемента и последовательным включением дросселя (boost regulator);
- повышающий/понижающий импульсный регулятор с последовательным включением ключевого элемента и параллельным включением дросселя (bust-boost regulator).

Как ключевые элементы в настоящее время широко используются полевые транзисторы различных типов (FET) и биполярные транзисторы с изолированным затвором (IGBT).

Понижающий импульсный регулятор напряжения. Схема преобразователя, часто называемая чопперной цепью, и основные сигналы приведены на рис. 5.3.

Источник первичного напряжения с помощью ключевого элемента T переключается с частотой $f = 1/T$, время открытого состояния ключа t_{on} , таким образом коэффициент заполнения проводящего состояния транзистора $\delta = t_{on} / T$. Выходное напряжение источника может быть записано как $V_{out} = V_{in} \cdot \delta$.

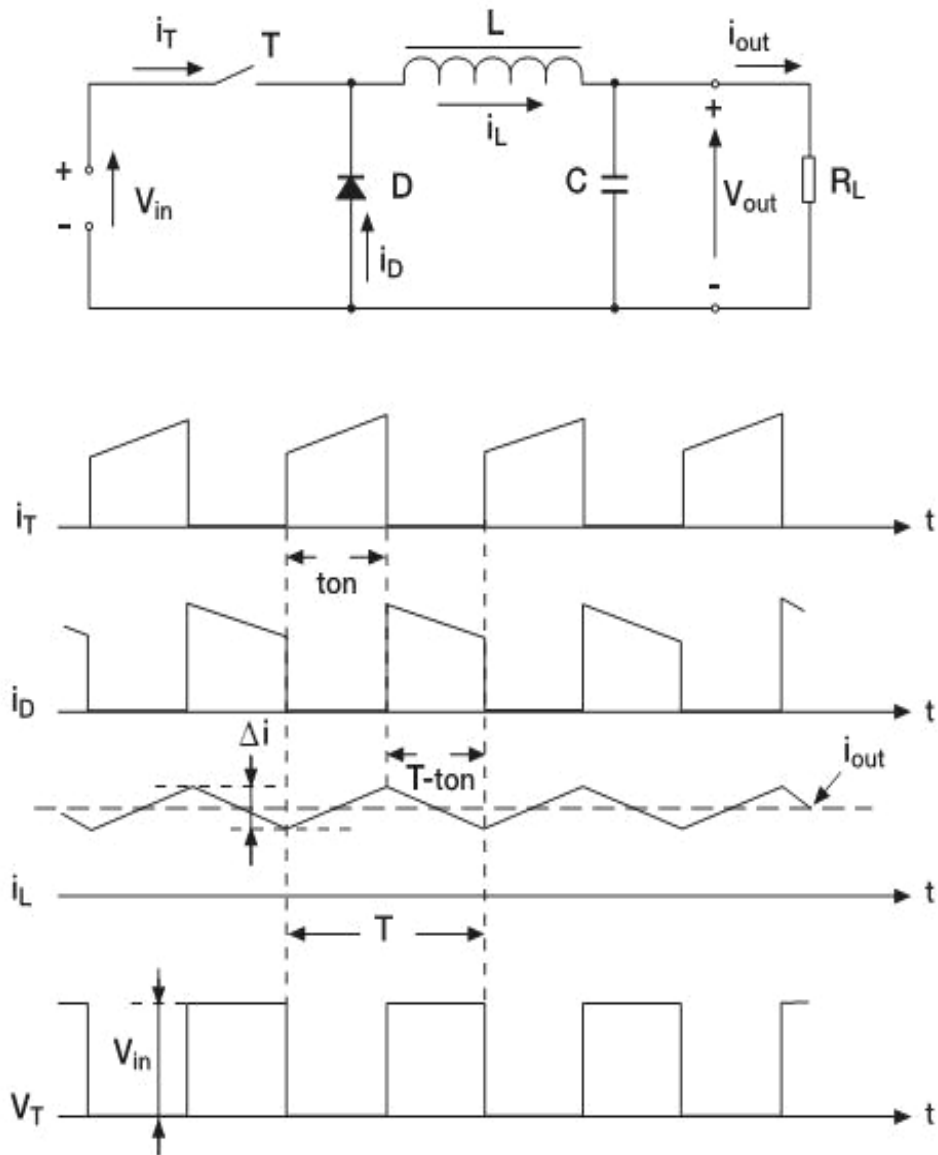


Рис. 5.3. Понижающий импульсный регулятор напряжения

Повышающий импульсный регулятор напряжения. Схема преобразователя приведена на рис. 5.4.

При нормальной работе, энергия поступает из индуктивности в нагрузку и затем запасается в выходном конденсаторе. Из-за этого выходной конденсатор находится в значительно более перегруженном состоянии, чем в предыдущем случае. Выходное напряжение для данной цепи определяется как $V_{out} = V_{in} / (1 - \delta)$.

Повышающий/понижающий импульсный регулятор напряжения. Схема преобразователя приведена на рис. 5.5.

Если коэффициент заполнения менее 0,5, то преобразование происходит в понижающем режиме, если более 0,5, то преобразователь работает в повышающем режиме. Выходное напряжение для данной цепи определяется как $V_{out} = V_{in} \delta / (1 - \delta)$.

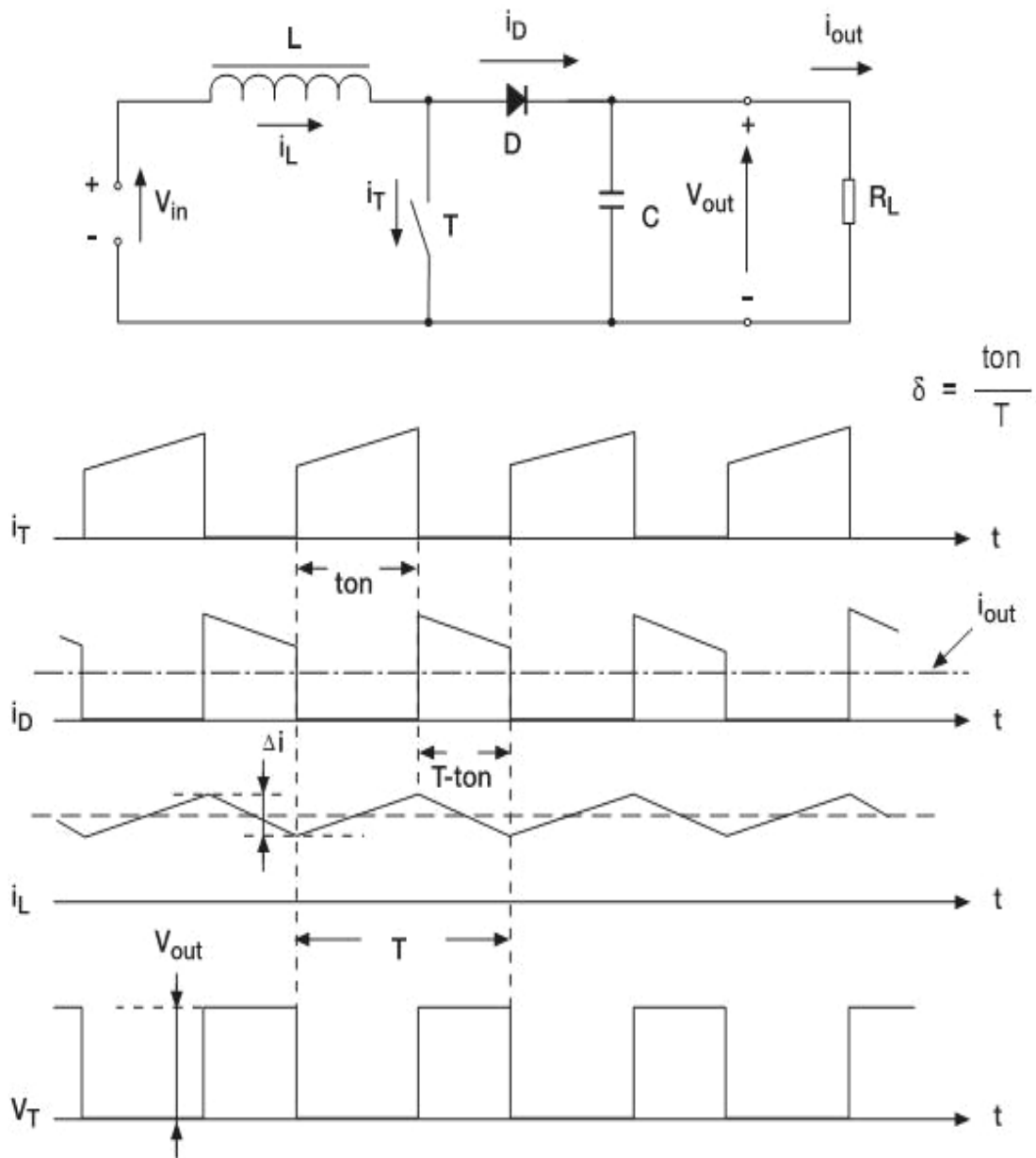


Рис. 5.4. Понижающий импульсный регулятор напряжения

Изолированные преобразователи. Изолированные конвертеры обычно классифицируются относительно цикла колебаний магнитного поля в сердечнике трансформатора (цикла намагничивания) кривая $B-H$. Изолированный преобразователь, у которого рабочая кривая намагничивания остается в одном квадранте (рис. 5.6), называется асимметричным, соответственно все остальные называются симметричными.

Кривая гистерезиса для симметричного источника питания приведена на рис. 5.6.

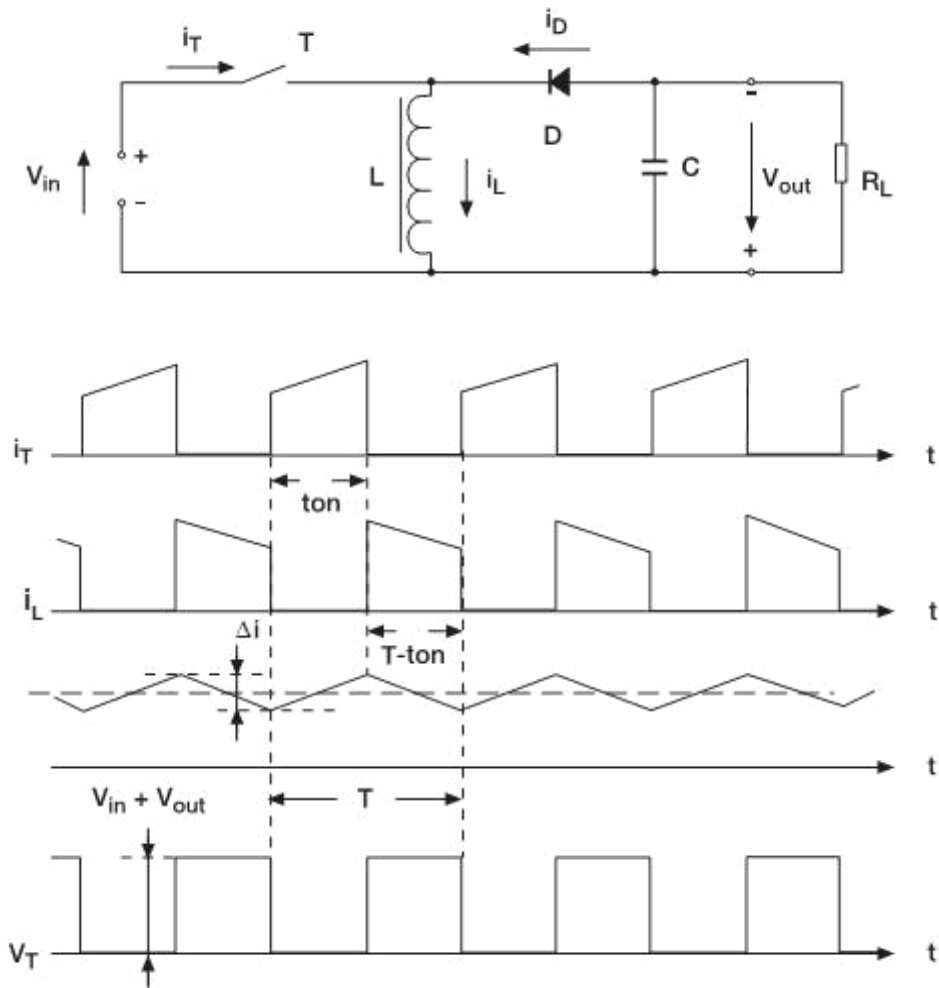


Рис. 5.5. Повышающий/понижающий импульсный регулятор напряжения

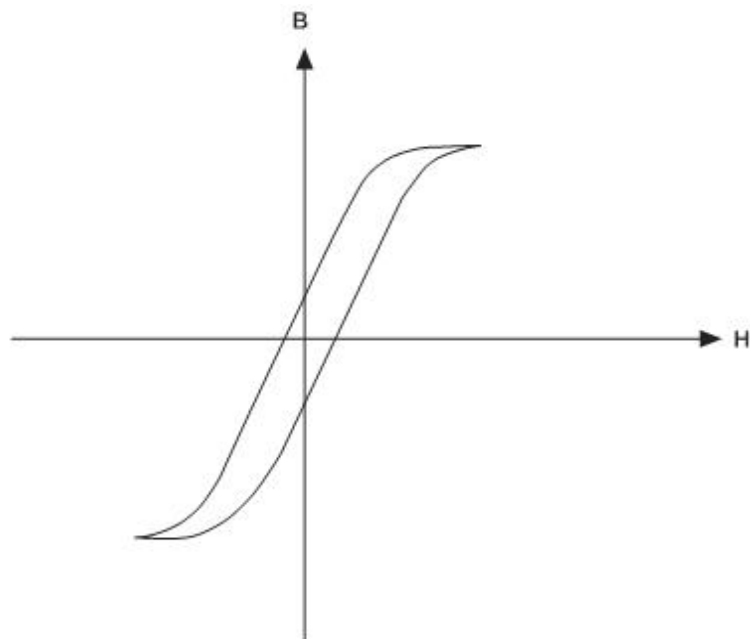


Рис. 5.6. Кривая гистерезиса для симметричного источника питания

Ассиметричные преобразователи

Автономный обратногоходовой преобразователь. Схема преобразователя изображена на рис. 5.7. В течение времени, когда ключ находится в проводящем состоянии, энергия запасается в первичной обмотке трансформатора L_p и передается во вторичную обмотку, когда ключ находится в выключенном состоянии.

Автономные обратногоходовые преобразователи обычно используются в диапазоне выходных мощностей от 30 до 250 Вт. Обратногоходовая топология в основном используется для создания недорогих многовыводных импульсных источников питания, поскольку не используется дополнительный индуктивный фильтр на выходе.

Изолированный одноключевой обратногоходовой преобразователь приведен на рис. 5.7.

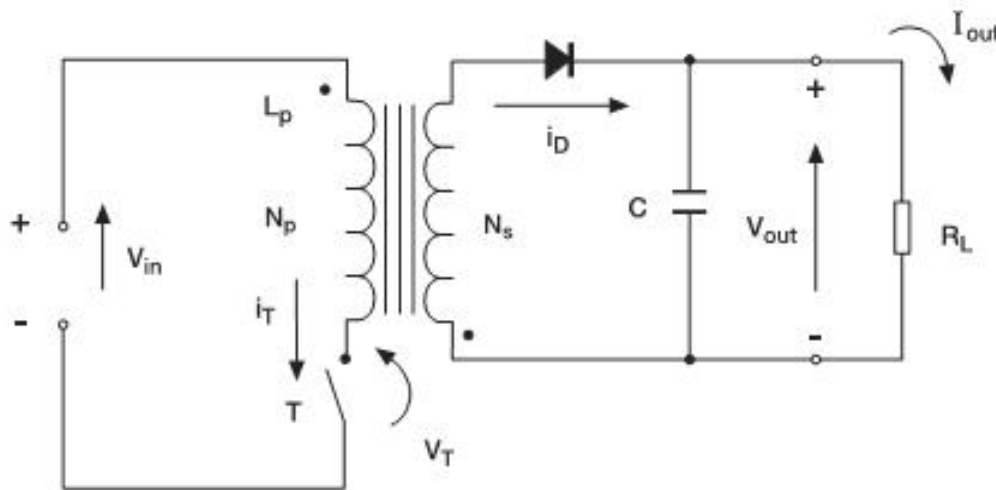


Рис. 5.7. Изолированный одноключевой обратногоходовой преобразователь

В случае использования одноключевой обратногоходовой схемы, всплески перенапряжения прикладываются к ключу при каждом выключении. Пиковые значения этих бросков определяются временем переключения, емкостью цепи и индуктивностью утечки трансформатора от первичной ко вторичной обмоткам. Таким образом, одноключевая схема практически всегда требует использования снабберной цепи ограничивающей всплески напряжения. Для уменьшения эффекта индуктивности утечки используется двух ключевая обратногоходовая схема. Два размагничивающих диода ($D1$ и $D3$) ограничивают напряжение на ключах значением входного постоянного напряжения V_{in} без диссипации энергии. Данное решение позволяет работать на более высоких частотах и соответственно с более высоким КПД. Тем не менее, данная топология требует управления верхним ключом, что осложняет топологию схемы. Данная схема обратногоходовая схема также известна как асимметричный обратногоходовой полумостовой преобразователь.

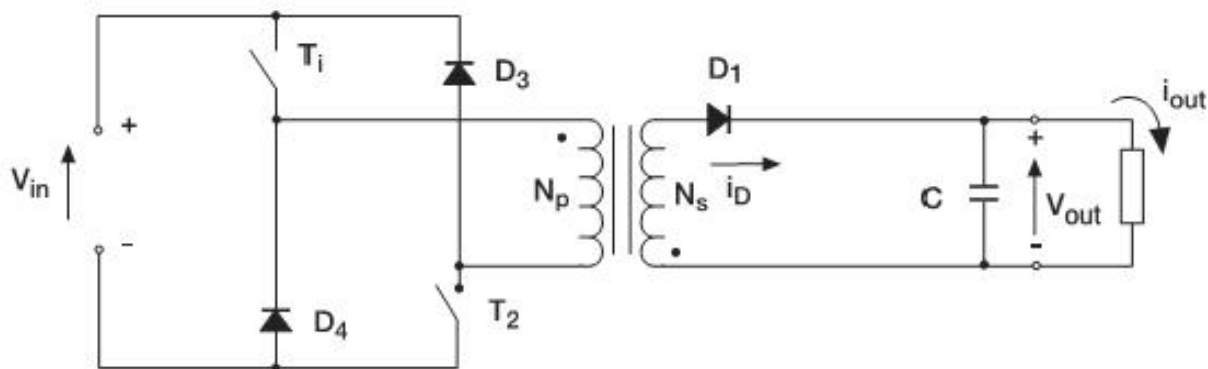


Рис. 5.8. Изолированный двух ключевой обратноходовой преобразователь

Изолированный двух ключевой обратноходовой преобразователь приведен на рис. 5.8.

Интеллектуальный регулятор. Общие требования, накладываемые на интеллектуальный контроллер ветроэнергетической установки:

- Контроллер должен управлять распределением энергии, получаемой от генератора для заряда аккумулятора и питания нагрузки.

- Контроллер должен выбирать оптимальные рабочие режимы отбора мощности от генератора, основываясь на измерениях внешних параметров (располагаемой мощности, мощности нагрузки, ток заряда аккумуляторной батареи и др.).

- Контроллер должен определять выход параметров за пределы безопасных режимов и отключать генератор, переводя преобразователь в режим защиты.

- Контроллер должен обеспечивать заряд аккумулятора в режиме постоянного напряжения с ограничением тока заряда при условии наличия достаточной генерируемой мощности.

- Контроллер должен не допускать переразряда аккумулятора.

- Схема контроллера строится на основе программируемого микроконтроллера. Для настройки, диагностики и программирования контроллер должен иметь интерфейс RS-232.

Блок-схема интеллектуального контроллера представлена на рис. 5.9.

Интеллектуальный контроллер может быть построен по схеме понижающего или повышающего (или иного) импульсного регулятора, с несколькими контурами обратной связи.

Изменяемые параметры для обеспечения оптимального алгоритма регулирования:

- напряжение и ток на аккумуляторной батарее;
- напряжение и ток действующей нагрузки;
- частота тока и напряжение в фазе генератора.

Алгоритм регулирования мощности, отбираемой от генератора ветроэнергетической установки:

1. Измерение напряжения и тока в цепи нагрузки, расчет мгновенной потребляемой мощности.
2. Измерение частоты тока в фазе генератора и расчет частоты вращения ротора ветроколеса.
3. Определение располагаемой мощности, используя частоту вращения ротора и таблицу мощностей ротора.
4. Определение максимально допустимой мощности зарядки аккумуляторной батареи, используя максимально допустимый ток зарядки батареи и напряжение на ней.
5. Расчет суммарной требуемой мощности для данного момента времени.
6. Сравнение допустимой и требуемой мощностей и определение минимальной из них.
7. С помощью цифровых потенциометров в цепях обратных связей регулятора задание действующей отбираемой мощности, основываясь на предыдущих расчетах.

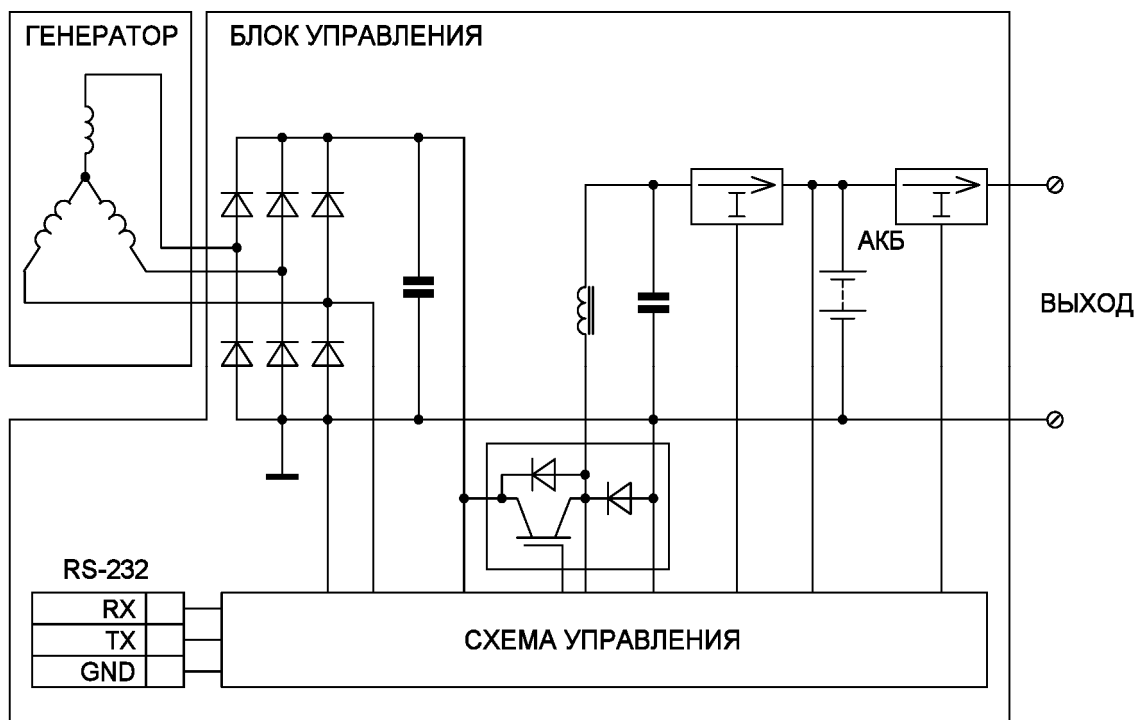


Рис. 5.9. Блок-схема интеллектуального контроллера

Замечание. Проектирование системы управления ВЭУ, называемой также контроллером, регулятором или преобразователем, неразрывно связано с работой ВЭУ в целом, геометрией ротора (ветроколеса), архитектурой (взаимным расположением) компонентов, принципом передачи энергии от механической к электрической части и т. д. В связи с этим электронный контроллер, как правило, не является универсальным, а наоборот,

жестко привязан к определенному генератору и типоразмеру ВЭУ. Однако с другой стороны, относительная универсальность контроллера может быть достигнута за счет модульного исполнения его компонентов.

ТЕМА 6. Выбор типа инвертора ВЭУ

Выбор инвертора является несложной процедурой, однако имеет множество тонкостей, которые необходимо принимать во внимание. Одни инверторы на выходе вырабатывают чистую синусоиду, как это делают энергетические компании. Отклонение фазы $\pm 2\%$. Стоимость такого прибора достаточно высокая. Другие инверторы могут вырабатывать квазисинусоиду. Они дешевле приборов, вырабатывающих чистую синусоиду в 3–6 раз. В этом случае график тока напоминает трапецию, прямоугольник или синусоиду с паразитными гармониками, искажающими ее. Разница в площади таких фигур и чистой синусоиды является совокупностью тепловых потерь. Эти паразитные гармоники приносят потери тепла, но абсолютно не влияют на большинство бытовых приборов (нагреватели, лампы накаливания, электроприборы с фильтрами и т. п.), однако могут оказать непредсказуемое воздействие на устройства, содержащие электродвигатель (холодильник, стиральная машина, копировальный аппарат, электродрель, вентиляторы и т. д.) в связи с тем, что паразитные гармоники, содержащиеся в синусоиде, нагревают обмотки электродвигателя и могут вызвать перегрев электроприбора.

Для снижения затрат на приобретение мощного синусоидального инвертора вариантом решения может служить распределение различных сетей (синусоидальное напряжение и квазисинусоидальное напряжение) по помещению потребителя с соответствующим включением электроприборов в «свою» сеть.

Например, приобретено две ветроустановки каждая по 3 кВт. Можно не покупать один инвертор на 6 кВт или два на 3 кВт с синусоидальным выходом. Решение может быть следующим: от одной ВЭУ запитан инвертор с синусоидальным выходом, от которого питаются холодильник, стиральная машина, электродрель, вентиляторы и т. д. От другой ВЭУ запитан инвертор с квазисинусоидальным выходом, от которого питаются нагреватели, компьютеры, телефоны, факсы, лампы накаливания, датчики и т. п. Единственной проблемой в этом случае будет монтаж дополнительной проводки в помещении.

Задача 6.1. Выбор типа инвертора ВЭУ

Определить тип инвертора для автономного энергоснабжения объекта.

Методика расчета

1. Выяснить, какие приборы могут быть запитаны от синусоидального и от квазисинусоидального напряжения. Занести приборы в таблицу и вычислить их мощность в соответствии с графиком потребления.

1.1. Синусоидальный (тип выходного напряжения – чистая синусоида, колебания амплитуды $\pm 2\%$).

Этот тип годится для всех без исключения электроприборов соответствующей мощности.

1.2. Квазисинусоидальный (тип выходного напряжения – близкий к синусоиде в форме трапеции или прямоугольника).

Этот тип годится для электроприборов, использующих маломощную электронику без крупных прогнозируемых выделений тепла.

Категорически запрещается использование приборов, содержащих электродвигатели без предварительной фильтрации, электромашин, высокоточных измерительных приборов и т. п.

2. Определить тип инвертора или принять решение по использованию обоих типов. Рассчитать мощность каждого из инверторов.

Пример расчета 1

Исходные данные:

электроприборы из задачи 1.1.

Найти:

тип инвертора, который подходит для энергоснабжения объекта. Дать рекомендации по монтажу дополнительной проводки и снижения единичной мощности применяемых инверторов.

Решение:

1. Определим приборы, соответствующие возможности питания синусоидальным и квазисинусоидальным напряжением и разместим их в две таблицы.

Как видно из табл. 6.1 и 6.2, совокупная мощность электроприборов, которые можно питать квазисинусоидальным напряжением, преобладает над приборами, питающимися от синусоидального напряжения.

Из табл. 6.1 мощность приборов, работающих на квазисинусоиде, составляет по максимуму в вечернем пике 8,360 кВт.

Из табл. 6.2 мощность приборов, работающих на синусоиде, составляет по максимуму в вечернем пике 3,700 кВт.

Учитывая тот факт, что стоимость квазисинусоидального инвертора составляет 30–50 % от синусоидального, выгодно выбрать два типа инверторов с монтажом двух соответствующих сетевых проводок внутри объекта, с небольшим запасом по мощности:

– квазисинусоидальный инвертор – мощность $P_{и} = 9$ кВт;

– синусоидальный инвертор – мощность $P_{и} = 4$ кВт;

Таблица 6.1

Электроприборы, работающие на любом напряжении
(синусоида или квазисинусоида)

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	300	300	0	300	0
Видеомагнитофон	120	0	0	120	0
Компьютер	400	0	0	400	0
DVD-плеер	120	0	0	120	0
Аудио-плеер	100	100	0	100	0
Электроплита	1500	1500	0	1500	0
Микроволновая печь	1500	1500	0	0	0
Факс-аппарат	100	100	0	0	100
Лампы накаливания	1000	1000	1000	1000	1000
Люстра	400	400	0	400	0
Синтезатор	100	0	0	100	0
Электрочайник	2000	2000	0	2000	0
Утюг	1800	0	0	1800	0
Кофеварка	300	300	0	300	0
Миксер	200	0	0	200	0
Тостер	300	300	0	0	0
Телефонный аппарат	20	20	20	20	20
Сигнализация	20	0	20	0	0
ИТОГО	10 280	7520	1040	8360	1120

Таблица 6.2

Мощность электроприборов и мгновенная потребляемая мощность приборов, работающих на синусоидальном напряжении

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Посудомоечная машина	1500	0	0	1500	0
Стиральная машина	500	0	0	500	0
Пылесос	1300	0	0	1300	0
Миксер	200	0	0	200	0
Фен	200	0	0	200	0
ИТОГО	3700	0	0	3700	0

2. Определим тип инвертора и примем решение по использованию обоих типов. Рассчитаем мощность каждого из инверторов.

Замечание. Инверторы с выходом «модифицированный синус» (квазисинусоида) на 9 кВт на практике встречаются крайне редко. Можно установить три квазисинусоидальных инвертора по 3 кВт, проведя монтаж проводки, состоящей из трех независимых сетей.

ТЕМА 7. Расчет емкости аккумуляторных батарей

Задача 7.1. Расчет емкости блока аккумуляторов

Электроэнергия, будучи произведенной, должна быть немедленно потреблена. Таким образом, если ВЭУ вырабатывает энергию, а потребления нет, ее необходимо запасать. Кроме этого для покрытия кратковременных пиков энергопотребления необходим накопитель энергии, который запасает излишки энергии во время минимального потребления и отдает запасенную энергию во время максимального потребления в короткий промежуток времени.

Накопители энергии представляют собой широкое разнообразие. Накапливать энергию можно в механических устройствах (раскручивание маховика, подъем тяжелых плит), гидравлических системах (закачка воды с последующим спуском через гидротурбину), водородных накопителях (выработка водорода электролизером, запасание и дальнейшее окисление в топливных элементах), химическое аккумулярование (кислотные, щелочные, никель-кадмиевые, литий-ионные и другие аккумуляторы) и т. д.

Примером простейшего аккумулярования электроэнергии может служить обычная автомобильная аккумуляторная батарея, которая и рассматривается в данной задаче.

Методика расчета

1. Определить потребляемую мощность объекта в периоды максимального энергопотребления с учетом данных решения задачи 1.1 (табл. 1.2). Определить время потребления T .

Каждый час в течение времени T потребляется энергия, равная мощности, потребляемой в единицу времени:

$$P_{\text{ВЕЧ}} = \frac{E_{\text{ВЕЧ}}}{T} \text{ Вт.} \quad (7.1)$$

2. Учитывая напряжение $U_{\text{РЕГ}}$ из задачи 5.1 и потребляемую мощность $P_{\text{ВЕЧ}}$, найти ток потребления $I_{\text{РЕГ}}$. Эти величины связаны между собой формулой:

$$P_{\text{ВЕЧ}} = U_{\text{РЕГ}} \cdot I_{\text{РЕГ}}, \text{ Вт.} \quad (7.2)$$

3. Определить общую емкость блока аккумуляторов:

$$C_{\text{АКБ}} = I_{\text{РЕГ}} \cdot T, \text{ А}\cdot\text{ч.} \quad (7.3)$$

Однако это общая емкость блока аккумуляторов, которая должна быть отдана потребителю. Тем не менее, химический аккумулятор не рекомендуется разряжать более чем на 50 %. Поэтому величину $C_{\text{АКБ}}$ необходимо удвоить, чтобы получить реальную емкость $C_{\text{АКБреал}}$:

$$C_{\text{АКБреал}} = C_{\text{АКБ}} \cdot 2, \text{ А}\cdot\text{ч.} \quad (7.4)$$

4. Определить емкость единичной аккумуляторной батареи C_i исходя из того, что общая может быть представлена как сумма емкостей параллельно включенных каскадов последовательно соединенных аккумуляторных батарей:

$$C_{\text{АКБреал}} = C_i \cdot m, \text{ А}\cdot\text{ч.} \quad (7.5)$$

C_i подбирается исходя из емкостного ряда имеющихся на рынке аккумуляторов. Как правило, этот ряд представлен емкостями 50, 55, 60, 65, 70, 75, 90, 120, 190, 200, 400 и т. д. (А·ч). Разработчик выбирает наиболее удобный вариант.

5. После проведения расчета необходимо сделать проверку на предмет того, сможет ли ветроэнергетическая установка за предыдущий период зарядить эти аккумуляторы до требуемого уровня.

С этой целью необходимо определить, какое количество энергии должно поступить от ВЭУ за период времени T_{i-1} , предшествующий исследуемому периоду T_i .

Эти данные можно получить:

– Длительность предшествующего периода T_{i-1} из табл. 1.2, приведенной в задаче 1.1.

– Мощность $P_{\text{мгнВЭУ}}$, выдаваемую ветроэнергетической установкой на конкретной скорости ветра, можно определить из табл. П. 1.1–П. 1.3 (прил. 1).

Тогда энергия $E_{\text{ВЭУ-}T}$, поступившая от ВЭУ за период T_{i-1} :

$$E_{\text{ВЭУ-}T} = P_{\text{мгнВЭУ}} \cdot T_{i-1}, \text{ Вт}\cdot\text{ч.} \quad (7.6)$$

Полученная величина подлежит сравнению с потребляемой энергией и должна превышать ее:

$$E_{\text{ВЭУ-}T} \geq E_{\text{веч}}, \text{ Вт.} \quad (7.7)$$

6. Сделать вывод о применимости аккумуляторных батарей для исследуемого объекта. При получении неудовлетворительного результата необходимо произвести соответствующие пересчеты. Например, увеличить мощность и/или количество ВЭУ, снизить энергопотребление и т. д.

Пример расчета 1

Исходные данные:

максимальное энергопотребление из задачи 1.1. Напряжение единичной аккумуляторной батареи $U_{\text{БАТ}} = 12\text{В}$.

Найти:

количество аккумуляторных батарей для обеспечения гарантированного энергоснабжения потребителя.

Решение:

1. Определим потребляемую мощность объекта в периоды максимального энергопотребления с помощью нахождения наибольшего энергопотребления объекта и продолжительности потребления.

В задаче 1.1 приведена табл. 1.2, где рассчитана потребляемая энергия в утренние, дневные, вечерние и ночные часы. Максимальное значение энергопотребления в вечерние часы составляет

$$E_{\text{веч}} = 26\,500 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Время потребления $T_{\text{ВЕЧ}}$ примерно 4 ч. Необходимо заметить, что такое соотношение приведено в данном примере и может отличаться от графиков работы других исследуемых объектов. Тогда мощность потребления:

$$P_{\text{ВЕЧ}} = \frac{E_{\text{ВЕЧ}}}{T} = \frac{26\,500}{4} = 6625 \text{ Вт.}$$

2. Учитывая напряжение постоянного тока регулятора $U_{\text{РЕГ}} = 48 \text{ В}$, определенное в задаче 5.1 и потребляемую мощность $P_{\text{ВЕЧ}}$, найдем ток потребления $I_{\text{РЕГ}}$ из формулы (7.2):

$$I_{\text{РЕГ}} = \frac{P_{\text{ВЕЧ}}}{U_{\text{РЕГ}}} = \frac{6625}{48} = 138 \text{ А.}$$

3. Общая емкость блока аккумуляторов должна быть получена из формул (7.3) и (7.4):

$$C_{\text{АКБреал}} = C_{\text{АКБ}} \cdot 2 = C_{\text{АКБ}} = I_{\text{РЕГ}} \cdot T_{\text{ВЕЧ}} \cdot 2 = 138 \cdot 4 \cdot 2 = 1104 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

4. Емкость единичной аккумуляторной батареи C_i может быть найдена из формулы (7.5). Число параллельно соединенных каскадов определяется из того расчета, что чем меньше емкость аккумулятора, тем ниже его стоимость. Например, пусть $m = 4$ каскада по 4 соединенных последовательно аккумулятора. Тогда:

$$C_i = \frac{C_{\text{АКБреал}}}{m} = \frac{1104}{4} = 276 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

Таким образом, необходимо подобрать аккумуляторные батареи в количестве 16 шт., емкостью не менее чем 276 А·ч каждая. Причем они соединяются в 4 параллельно включенных каскада, по 4 последовательно соединенных батареи в каскаде. Например, выбираем 16 аккумуляторных батарей по 300 А·ч.

5. Проведем проверку полученного результата, т. е. определим, сможет ли ВЭУ за предыдущий период зарядить аккумуляторные батареи при средней скорости ветра.

Из табл. 1.2, приведенной в задаче 1.1, находим длительность предшествующего, т. е. дневного периода $T_{\text{ДЕН}}$:

$$T_{\text{ДЕН}} = 10 \text{ ч.}$$

Из табл. П. 1.1 определяем мощность $P_{\text{МГНВЭУ-3}}$, выдаваемую ветроэнергетической установкой на скорости ветра 5 м/с:

$$P_{\text{МГНВЭУ-3}} = 0,4 \text{ кВт.}$$

Тогда энергия $E_{\text{ВЭУ-ДЕН}}$, поступившая от одной ВЭУ-3 за период $T_{\text{ДЕН}}$:

$$E_{\text{ВЭУ-ДЕН}} = P_{\text{МГНВЭУ-3}} \cdot T_{\text{ДЕН}} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

В задаче 2.1 для энергоснабжения было выбрано 2 установки ВЭУ-3. Тогда суммарная энергия, вырабатываемая в течение дневного периода $T_{\text{ДЕН}}$, должна быть удвоена и составит 8 кВт·ч.

Однако этого не достаточно для энергопотребления объекта $E_{\text{ВЕЧ}}$, которое составляет 26,5 кВт·ч.

Выводы. Первый вариант решения проблемы: необходимо увеличить количество ветроэнергетических установок до 7 шт., чтобы выработка энергии составила

$$E_{\text{ВЭУ-ДЕН}} = P_{\text{мгнВЭУ-3}} \cdot T_{\text{ДЕН}} \cdot K_{\text{ВЭУ-3}} = 0,4 \cdot 10 \cdot 7 = 28 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

где $K_{\text{ВЭУ-3}}$ – количество ВЭУ-3.

Второй вариант решения проблемы: необходимо увеличить номинальную мощность одной или обеих ветроэнергетических установок с соответствующим пересчетом параметров.

Третий вариант решения проблемы: необходимо снизить энергопотребления. Этот вариант является самым эффективным, так как одним из путей могут быть мероприятия по энергосбережению – замена ламп накаливания на светодиодное освещение, обогрев с помощью тепловых насосов, наличие датчиков присутствия с целью автоматического отключения освещения и снижения уровня отопления в помещениях, где это временно не требуется. Кроме мер по энергосбережению существует вероятность наличия более сильного ветра в предшествующем дневном периоде и тогда количество полученной от ВЭУ энергии будет больше.

ТЕМА 8. Экономический расчет

Задача 8.1. Расчет себестоимости и рыночной цены ВЭУ

Расчет себестоимости ветроэнергетической установки $C_{\text{ВЭУ-N}}$ делается на основе цен на комплектующие без учета стоимости аккумуляторных батарей, доставки и монтажа. Основные базовые данные приведены в табл. 8.1 на среднестатистическую ветроэнергостановку номинальной мощностью 1 кВт (ВЭУ-1).

Таблица 8.1

Себестоимость компонентов и установки ВЭУ-1 в целом $C_{\text{ВЭУ-1}}$

Компонент ВЭУ	Стоимость, руб.
Мачта 12 м	30 600
Ступица	48 000
Система аэродинамического регулирования	15 600
Дополнительные механизмы (мультипликатор или кольца)	12 000
Лопасты	12 000
Контроллер	18 000
Инвертор	36 000
Крепеж, руководство, погрузка	6 000
ИТОГО	178 200

Методика расчета

1. Рассчитать себестоимость ветроэнергетической установки $C_{ВЭУ-N}$ в соответствии с ее номинальной мощностью, полученной в задаче 2.1.

Расчет себестоимости ветроэнергоустановки производится по эмпирической формуле, учитывающей себестоимость $C_{ВЭУ-1}$ ВЭУ-1 мощностью 1 кВт и возрастание на 1 кВт с повышением 30 % себестоимости:

$$C_{ВЭУ-N} = C_{ВЭУ-1} \cdot (1 + 0,3 \cdot (N - 1)), \text{ руб.} \quad (8.1)$$

где N – номинальная мощность ВЭУ в кВт.

Например:

$$C_{ВЭУ-3} = 178\,200 \cdot (1 + 0,3 \cdot (3 - 1)) = 285\,120 \text{ руб.}$$

$$C_{ВЭУ-30} = 178\,200 \cdot (1 + 0,3 \cdot (30 - 1)) = 1\,728\,540 \text{ руб.}$$

2. Вычислить цену реализации ВЭУ $Ц_{ВЭУ-N}$, добавив к себестоимости торговую надбавку в размере 50 % от полученного значения:

$$Ц_{ВЭУ-N} = C_{ВЭУ-N} \cdot 1,5, \text{ руб.} \quad (8.2)$$

3. Реализация ВЭУ обычно производится через дилера, который занимается доставкой, монтажом и последующим обслуживанием и ремонтом ВЭУ. Дилерское вознаграждение $Д$ (т. е. скидка с цены реализации $Ц_{ВЭУ-N}$) составляет до 10 %.

$$Д = Ц_{ВЭУ-N} \cdot 0,1, \text{ руб.} \quad (8.3)$$

В расчете использовались среднемировые цифры, однако производитель ветроэнергетических установок может изменять их по своему усмотрению.

Пример расчета 1

Исходные данные:

данные решения задачи 2.1.

Найти:

себестоимость и цену реализации ВЭУ.

Решение:

1. Из решения задачи 2.1 следует, что выбраны 2 ветроустановки ВЭУ-3 номинальной мощностью 3 кВт. Расчет себестоимости каждой ВЭУ-3 производится по формуле (8.1):

$$C_{ВЭУ-3} = 178\,200 \cdot (1 + 0,3 \cdot (3 - 1)) = 285\,120 \text{ руб.}$$

2. Расчет цены реализации ВЭУ = 3 производится по формуле (8.2):

$$Ц_{ВЭУ-3} = C_{ВЭУ-3} \cdot 1,25 = 285\,120 \cdot 1,25 = 427\,680 \text{ руб.}$$

3. Дилерское вознаграждение $Д$ рассчитывается по формуле (8.3) и составляет:

$$Д = Ц_{ВЭУ-3} \cdot 0,1 = 427\,680 \cdot 0,1 = 42\,768 \text{ руб.}$$

Задача 8.2. Расчет срока окупаемости ВЭУ

Окупаемость ветроэнергетической установки рассчитать чрезвычайно сложно, так как эта величина зависит от многих обстоятельств – начальной цены (т. е. цены ветроэнергоустановки с учетом доставки и монтажа),

реальной скорости ветра в регионе, стоимости киловатт-часа, периодичности обслуживания, необходимости ремонта и т. д.

Кроме этого, необходимо понимать, что при отсутствии энергоснабжения на объекте, находящемся на большом удалении от линий электропередач (ЛЭП), внедрение ВЭУ описывается скорее социальными улучшениями, нежели чем экономическими формулами, поскольку стоимость монтажа ЛЭП неизмеримо больше размещения ветроэнергоустановки для малого потребителя. Однако при наличии ЛЭП расчеты должны производиться с той или иной степенью погрешности и допущениями.

Методика расчета

1. Из задачи 2.1 взять номинальную мощность ВЭУ. По табл. П. 2.1 – П. 2.3 определить среднегодовую выработку энергии $E_{\text{годВЭУ-N}}$ исходя из средней скорости ветра $v_{\text{ср}}$ в регионе.

2. Взять из задачи 8.1 цену реализации установки $\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}}$.

3. Стоимость кВт·ч $\text{С}_{\text{кВт·ч}}$ можно узнать в местной энергетической компании. В задаче эти данные являются исходными.

4. Рассчитать срок окупаемости $T_{\text{ВЭУ-N}}$, зная цену ВЭУ-N и стоимость кВт·ч в исследуемом регионе.

Срок окупаемости ВЭУ $T_{\text{ВЭУ-N}}$ вычисляется по формуле

$$T_{\text{ВЭУ-N}} \frac{\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}} + \text{И}_0 + \text{И}_p}{E_{\text{годВЭУ}} \cdot \text{С}_{\text{кВт·ч}}}, \text{ лет.} \quad (8.4)$$

Здесь $E_{\text{годВЭУ}}$ – годовая выработка электроэнергии, которую можно найти из табл. П. 2.1–П. 2.3 по соответствующей номинальной мощности ВЭУ, полученной в задаче 2.1, измеряется в годах; И_0 – издержки на обслуживание ВЭУ, составляют, как правило, не более 20 % от $\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}}$ за весь срок эксплуатации ВЭУ; И_p – издержки на ремонт ВЭУ, проявляются с той или иной долей вероятности. На практике при эксплуатации ВЭУ известных производителей они практически равны нулю; $\text{С}_{\text{кВт·ч}}$ – стоимость кВт·ч.

При этом необходимо отметить, что зависимость срока окупаемости от средней скорости ветра кубическая, поэтому ветроэнергетические установки рекомендуется ставить в местах с сильными стабильными ветрами.

Пример расчета 1

Исходные данные:

средняя скорость в регионе $v_{\text{ср}} = 5$ м/с;

данные решения задачи 2.1, значение табл. П. 2.1–П. 2.3;

данные решения задачи 8.1 – $\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}}$;

стоимость кВт·ч – 5 руб.

Найти:

срок окупаемости ветроэнергетической установки.

Решение:

1. В задаче 2.1 номинальная мощность ВЭУ была определена 3 кВт (соответственно выбрана ВЭУ-3). Определим среднегодовую выработку $E_{\text{годВЭУ-3}}$ по табл. П. 2.1 исходя из средней скорости ветра в регионе $v_{\text{ср}} = 5$ м/с:

$$E_{\text{годВЭУ-3}} = 3456 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

2. Из задачи 8.1 цена реализации установки $\text{Ц}_{\text{ВЭУ-3}}$:

$$\text{Ц}_{\text{ВЭУ-3}} = 427\,680 \text{ руб.}$$

3. Стоимость кВт·ч $C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ по условию задачи составляет 5 руб.

4. Срок окупаемости ВЭУ $T_{\text{ВЭУ-3}}$ вычисляется по формуле

$$T_{\text{ВЭУ-N}} \frac{\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}} + \text{И}_0 + \text{И}_p}{E_{\text{годВЭУ}} \cdot C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}} = \frac{427\,680 + 427\,680 \cdot 20\%}{3456 \cdot 5} = 29,7 \text{ лет.}$$

Полученный срок окупаемости ВЭУ является достаточно высоким. Как правило, максимальный срок окупаемости, принимаемый к рассмотрению, составляет 20 лет. Таким образом, данную установку нельзя рассматривать, как коммерческую. Однако при условии ее внедрения в регионе с отсутствием ЛЭП речь может идти об улучшении условий проживания и труда, развитии местной инфраструктуры и обеспечения комфорта местных жителей в связи с получением электроэнергии.

Задача 8.3. Расчет тарифа за электроэнергию, получаемую от ВЭУ

Расчет тарифа за электроэнергию ВЭУ делается, как правило, только для коммерческих ВЭУ, которые предназначены для подачи электроэнергии потребителю, оплачивающему тариф, определяемый владельцем установки. Потребитель в данном случае не является владельцем ВЭУ, а вносит периодическую оплату за электроэнергию (например, раз в месяц).

В этой задаче показан обратный расчет, если известен срок окупаемости, а тариф необходимо вычислить.

Методика расчета

1. Найти удельную энергию $E_{\text{годВЭУ}}$, вырабатываемую ВЭУ за год на средней заданной скорости ветра табл. П. 2.1–П. 2.3:

$$E_{\text{Nгод}} - \text{годовая выработка ВЭУ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

2. Из задачи 8.1 (формула (8.2)) или иных источников взять цену реализации ВЭУ $\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}}$, из задачи 8.2 (формула (8.4)) взять срок окупаемости $T_{\text{ВЭУ-N}}$ и издержки на обслуживание ВЭУ И_0 . Вычислить тариф $C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ по формуле:

$$C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = \frac{\text{Ц}_{\text{ВЭУ-N}} + \text{И}_0}{T_{\text{ОК}} \cdot E_{\text{N-год}}}, \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.} \quad (8.5)$$

Пример расчета 1

Исходные данные:

данные табл. П. 2.1;

данные решений задач 8.1 и 8.2.

Найти:

тариф за электроэнергию, поступающую от ВЭУ.

Решение:

1. Найдем из табл. П. 2.1 удельную энергию, вырабатываемую ВЭУ-3 за год на средней скорости ветра 5 м/с:

$$E_{3\text{-год}} = 3456 / 0,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

2. Из задачи 8.1 (формула (8.2)) возьмем цену реализации ВЭУ $C_{\text{ВЭУ-}N}$, из задачи 8.2 (формула (8.4)) возьмем срок окупаемости $T_{\text{ВЭУ-}N}$ и издержки на обслуживание ВЭУ I_0 . Вычислим тариф $C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$:

$$C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = \frac{C_{\text{ВЭУ-}N} + I_0}{T_{\text{ОК}} \cdot E_{N\text{-год}}} = \frac{427680 + 427680 \cdot 20\%}{29,7 \cdot 3456} = 5 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Это и есть тариф, который необходимо выставить потребителю энергии для оплаты.

Задача 8.4. Расчет коэффициента использования установленной мощности

Коэффициентом использования установленной мощности ветроэнергетической установки $K_{\text{УМ}}$ называется отношение фактически генерируемой устройством за определенный срок энергии к максимально возможной, т. е. которая может быть выработана, если генератор будет работать со 100 % мощностью весь данный период времени. Этот коэффициент показывает, насколько загружена установка в данных географических условиях.

$K_{\text{УМ}}$ любого генерирующего устройства зависит:

- от графика нагрузки, т. е. требуемой потребителем мощности, которая изменяется в течение суток, месяца, года от нуля до максимального значения;
- от проведения регламентных, ремонтных работ, т. е. от того, как часто приходится останавливать устройство.

У ветроэнергетических установок этот коэффициент зависит, кроме того:

- от скорости ветра;
- от повторяемости ветра.

Средний $K_{\text{УМ}}$ малых ветроустановок составляет 0,05...0,15, крупных – 0,15...0,4. Аналогичный коэффициент традиционных генерирующих мощностей составляет 0,4...0,8.

Методика расчета

1. Найти коэффициент использования установленной мощности ветроэнергетической установки ВЭУ- N .

С этой целью необходимо найти показания счетчика и определить фактическую выработку энергии $E_{\text{в-ВЭУ-}N}$. Однако процесс измерений порой

занимает несколько лет, поэтому для упрощения примем, что скорость ветра постоянная и усредненная, а выработка энергии на этом ветре может быть найдена по таблицам.

Для этого из табл. П. 2.1–П. 2.3 найти выработку энергии $E_{v-ВЭУ-N}$ на заданной скорости ветра v_{cp} и годовую выработку энергии $E_{годВЭУ-N}$ на номинальной максимальной скорости вращения $v_{ном}$ (на скорости более номинальной излишки выработанной энергии, как правило, рассеиваются в виде тепла на балластном сопротивлении). Отношение найденных величин даст безразмерный коэффициент использования установленной мощности $K_{ум}$:

$$K_{ум} = E_{v-ВЭУ-N} / E_{годВЭУ-N}. \quad (8.6)$$

Пример расчета 1

Исходные данные:

ветроэнергетическая установка ВЭУ-3;

характеристики выработки энергии приведены в табл. П. 2.1;

средняя скорость ветра $v_{cp} = 5$ м/с;

номинальная (максимальная) скорость ветра $v_{ном} = 11$ м/с.

Найти:

коэффициент использования установленной мощности $K_{ум}$.

Решение:

1. Определим коэффициент использования установленной мощности $K_{ум}$ как отношение фактически генерируемой генератором ВЭУ за год энергии на заданной скорости ветра 5 м/с к энергии, генерируемой генератором в режиме выработки 100 % от возможного в течение года на 11 м/с:

$$K_{ум} = E_{v-ВЭУ-3} / E_{годВЭУ-3} = 3456 / 28\,512 = 0,12.$$

ТЕМА 9. Комбинированные задачи

Задача 9.1. Расчет параметров компонентов ВЭУ

Для некоторого частного дома, расположенного на берегу Черного моря, на основании годичных измерений румба-анемометра на высоте 10 м были получены данные о скорости ветра (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Количество часов работы на заданной скорости ветра

Число часов в году	Скорость ветра, м/с
$T1 = 90$	$v1 = 25$ (max)
$T2 = 600$	$v2 = 20$
$T3 = 1600$	$v3 = 15$
$T4 = 2200$	$v4 = 10$
$T5 = 2700$	$v5 = 5$
$T6 =$ оставшееся время	$v6 = 0$

Для упрощения можно считать, что скорость ветра внутри промежутков постоянна, скорость во всех точках ветроколеса (ротора) одинакова (на практике $v(h) = v(h_0) \cdot (h/h_0)^{1/7}$).

Параметры ротора (удельные показатели приведены к ометаемой площади):

- стоимость $C_S = 150$ долл./м²;
- удельная масса $m_v = 100$ кг/м²;
- эффективность ВЭУ $\eta = 70$ %.

Для вертикально-осевой ветроэнергетической установки:

1. Рассчитать ометаемую площадь ротора S при средней снимаемой мощности $P = 10$ кВт. Рассчитать диаметр D , длину лопастей L , хорду b , исходя из условий наибольшей экономичности конструкции? В расчетах принять коэффициент заполнения (компактность) одноярусной трехлопастной турбины за 0,35 при относительном удлинении лопастей 2.

2. Рассчитать мощность (в том числе и пиковую мощность за весь исследуемый период) при рассчитанной ометаемой площади на каждой приведенной скорости ветра.

3. Рассчитать высоту мачты (башни) H .

4. Рассчитать стоимость кВт·ч $C_{\text{кВт·ч}}$ для исследуемой ВЭУ.

5. Оценить, как изменится мощность установки, если ее расположить на горе высотой 4000 м над уровнем моря. Распределение скоростей принять то же. Учесть изменение атмосферного давления, уменьшающее экспоненциально до нуля при увеличении высоты. Верхняя граница атмосферы может быть принята как 8000 м.

6. Провести аналогичные расчеты для горизонтально-осевой ветроэнергетической установки (самостоятельно).

Методика расчета и пример

1. Рассчитать ометаемую площадь ротора S можно из формулы (3.2):

$$P_A = \frac{m \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot V \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2}, \text{ Вт}, \quad (9.1)$$

где P_A – аэродинамическая мощность, Вт; ρ – плотность воздуха, кг/м³; v – скорость ветрового потока до встречи с ротором, м/с; m – масса воздуха, проходящего через ротор за 1 с, кг; V – объем воздуха, проходящий через ротор за 1 с, м³; S – ометаемая площадь ротора, м².

Для определения из этой формулы S необходимо определить среднюю скорость $v = v_{\text{ср}}$, которая будет равна сумме произведений всех измеренных скоростей ветра на соответствующие промежутки, деленной на количество часов в году:

$$\begin{aligned}
v_{\text{cp}} &= \frac{T_1 \cdot v_1 + T_2 \cdot v_2 + T_3 \cdot v_3 + T_4 \cdot v_4 + T_5 \cdot v_5 + T_6 \cdot v_6}{365 \cdot 24} = \\
&= \frac{90 \cdot 25 + 600 \cdot 20 + 1600 \cdot 15 + 2200 \cdot 10 + 2700 \cdot 5 + T_6 \cdot 0}{365 \cdot 24} = \\
&= \frac{2250 + 12\,000 + 24\,000 + 22\,000 + 13\,500 + 0}{8760} = 8,42 \text{ м/с}.
\end{aligned} \tag{9.2}$$

Тогда

$$S = \frac{2 \cdot P}{\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 1000}{1,2 \cdot 8,42^3} = \frac{20\,000}{716} = 30 \text{ м}^2. \tag{9.3}$$

2. Диаметр ротора можно найти из формулы (3.3):

$$S = L \cdot D \text{ или } D = S/L, \tag{9.4}$$

где D – диаметр ротора вертикально-осевой ВЭУ; L – длина лопасти одно-ярусной ВЭУ.

Однако ни D , ни L неизвестны. Их можно найти через расчет относительного удлинения лопасти.

Относительное удлинение лопасти Y_R – это отношение длины лопасти L к ее хорде b (если сечение хорды переменное, для упрощения берется ее средняя величина b_{cp}).

$$Y_R = \frac{L}{b_{\text{cp}}} = \frac{L \cdot L}{b_{\text{cp}} \cdot L} = \frac{L^2}{S_{\text{хор}}}, \tag{9.5}$$

где $S_{\text{хор}} = b \cdot L$ – площадь лопасти. (9.6)

Однако вновь неизвестны величины Y_R , L и $S_{\text{хор}}$, поэтому необходимо проанализировать полученное уравнение.

Длинное крыло с малой хордой будет испытывать в целом только давление сопротивления (индуктивное сопротивление мало в связи с отсутствием срыва потока и вихрей, волновое сопротивление отсутствует при дозвуковой скорости лопасти). При малой хорде увеличивается быстроходность, но снижается крутящий момент. Таким образом, для малых ветров лучше ставить малое удлинение (т. е. малую длину и большую хорду), а для сильных ветров лучше ставить большое удлинение (т. е. большую длину и малую хорду). В данном случае примем относительное удлинение $Y_R = 2$, т. е. длина лопасти равна удвоенной длине хорды.

Тогда из выражения (9.5):

$$L = 2 \cdot b. \tag{9.7}$$

Однако величины b и L также неизвестны. Тем не менее, их можно найти через коэффициент заполняемости (компактность) турбины, который вычисляется формулой:

$$K_3 = n \cdot \frac{b}{D}, \tag{9.8}$$

где n – количество лопастей ротора.

Проведем расчет для 3-лопастного ротора Дарье. Хороший коэффициент заполняемости для этого ротора, определяющий наибольшую экономичность (из условия задачи) $K_3 = 0,35$. Количество лопастей $n = 3$.

Уравнение (9.8) можно привести к следующему виду:

$$K_3 = n \cdot \frac{b}{D} = n \cdot \frac{b \cdot L}{D \cdot L} = n \frac{S_{\text{хор}}}{S}. \quad (9.9)$$

Откуда

$$S_{\text{хор}} = 30 \cdot \frac{0,35}{3} = 3,5 \text{ м}^2.$$

Но из (9.7) $L = 2 \cdot b$

Тогда

$$L \cdot b = S_{\text{хор}} = 3,5$$

откуда

$$b = \frac{3,5}{L}. \quad (9.10)$$

Поставляя значение b в (9.7) получим:

$$L = 2 \cdot b = 2 \cdot \frac{3,5}{L}. \quad (9.11)$$

Откуда длина лопасти ВЭУ:

$$L = \sqrt{2 \cdot 3,5} = \sqrt{7} = 2,6 \text{ м}. \quad (9.12)$$

Из (9.6) получаем хорду лопасти ВЭУ:

$$b = \frac{S_{\text{хор}}}{L} = \frac{3,5}{2,6} = 1,3 \text{ м}. \quad (9.13)$$

Из (9.4) получаем диаметр ВЭУ:

$$D = \frac{S}{L} = \frac{30}{2,6} = 11,5 \text{ м}. \quad (9.14)$$

Расчитанные и принятые параметры ВЭУ:

- тип ветроэнергоустановки – вертикально-осевая;
- мощность 10 кВт;
- средняя скорость ветра в регионе $v = v_{\text{ср}} = 8,42 \text{ м/с}$;
- ометаемая площадь ротора ВЭУ $S = 30 \text{ м}^2$;
- относительное удлинение $U_R = 2$;
- коэффициент заполняемости $K_3 = 0,35$;
- количество лопастей $n = 3$;
- площадь лопасти $S_{\text{хор}} = 3,5 \text{ м}^2$;
- длина лопасти $L = 2,6 \text{ м}$;
- диаметр ротора ВЭУ $D = 11,5 \text{ м}$.

2. Начнем расчет с пиковой мощности. Пиковую аэродинамическую мощность $P_{\text{пик}}$, выданную за весь исследуемый период при расчитанной ометаемой площади можно расчитать, исходя из наибольшей измеренной скорости ветра v_{max} , которая составила 25 м/с:

$$P_{\text{ПИК}} = \frac{\rho \cdot S \cdot v_{\text{max}}^3}{2} = \frac{1,2 \cdot 30 \cdot 25^3}{2} = 281\,000 \text{ Вт} = 281 \text{ кВт}. \quad (9.15)$$

Однако реальная пиковая мощность $P_{\text{ПИК-РЕАЛ}}$:

$$P_{\text{ПИК-РЕАЛ}} = P_{\text{ПИК}} \cdot \eta = 281 \cdot 0,7 = 196 \text{ кВт}. \quad (9.16)$$

При этом электрическая мощность составила с учетом даже идеального коэффициента использования энергии ветра C_p (КИЭВ):

$$P_{\text{ЭЛ}} = P_{\text{ПИК-РЕАЛ}} \cdot C_p = 196 \cdot 0,593 = 116 \text{ кВт}. \quad (9.17)$$

Аналогично рассчитывается мощность при каждой скорости ветра, что можно отразить, как показано в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Расчет мощности на заданной скорости ветра

Число часов в году	Скорость ветра, м/с	Мощность, кВт
$T1 = 90$	$v1 = 25$ (max)	$P1 = 116$
$T2 = 600$	$v2 = 20$	$P2 = 60$
$T3 = 1600$	$v3 = 15$	$P3 = 25$
$T4 = 2200$	$v4 = 10$	$P4 = 7$
$T5 = 2700$	$v5 = 5$	$P5 = 1$
$T6 =$ оставшееся время	$v6 = 0$	$P6 = 0$

3. Высота мачты (башни) H должна быть не менее половины высоты ротора вертикально-осевой ветроэнергетической установки (или той части, которая находится ниже ступицы), но при этом удовлетворять безопасности (не менее 2 м от поверхности земли до нижней части нижнего конца лопасти). С учетом того, что ротор является одноярусным, а значит, лопасти крепятся к траверсам в середине длины L , минимальная высота H_{min} :

$$H_{\text{min}} = \frac{L}{2} + 2 = \frac{2,6}{2} + 2 = 3,3 \text{ м}. \quad (9.18)$$

Можем, например, принять $H = 4$ м.

4. Расчет стоимости киловатт·часа $C_{\text{кВт·ч}}$ производится следующим образом:

4.1. Стоимость ВЭУ $C_{\text{ВЭУ}}$ складывается из стоимости ротора C_R и стоимости мачты C_M . При этом:

Стоимость ротора:

$$C_R = C_S \cdot S = 150 \cdot 30 = 4500 \text{ долл}. \quad (9.19)$$

С учетом того, что масса установленного ротора $M = m_y \cdot S$, стоимость мачты рассчитывается по формуле

$$C_M = 0,05 \cdot H \cdot M. \quad (9.20)$$

Полезно отметить, что масса ротора $M = m_y \cdot S = 100 \cdot 30 = 3000$ кг. Однако это цифра условная, так как компоненты ротора могут быть изготовлены из различных материалов.

Тогда стоимость мачты:

$$C_M = 0,05 \cdot H \cdot M = 0,05 \cdot H \cdot m_y \cdot S = 0,05 \cdot 4 \cdot 100 \cdot 30 = 600 \text{ долл}. \quad (9.21)$$

Итого общая стоимость ВЭУ:

$$C_{\text{ВЭУ}} = C_R + C_R = 4500 + 600 = 5100 \text{ долл.} \quad (9.22)$$

4.2. Срок службы ВЭУ T_c составляет ориентировочно 20 лет. При этом ВЭУ вырабатывает согласно табл. 9.2 следующее количество энергии:

– за 1 год ВЭУ произведет энергию:

$$\begin{aligned} E_{\text{год}} &= T1 \cdot P1 + T2 \cdot P2 + T3 \cdot P3 + T4 \cdot P4 + T5 \cdot P5 + T6 \cdot P6 = \\ &= 90 \cdot 116 + 600 \cdot 60 + 1600 \cdot 25 + 2200 \cdot 7 + 2700 \cdot 1 + T6 \cdot 0 = \\ &= 10440 + 36\,000 + 40\,000 + 15\,400 + 2700 + 0 = 104\,540 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

– за 20 лет ВЭУ произведет энергию:

$$E_{20\text{лет}} = E_{\text{год}} \cdot 20 = 104\,540 \cdot 20 = 2\,090\,800 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

4.3. Стоимость киловатт·часа (кВт·ч):

$$C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = \frac{C_{\text{ВЭУ}}}{E_{20\text{ЛЕТ}}} = \frac{5100}{2\,090\,800} = 0,002 \text{ долл. или } 0,2 \text{ цента}.$$

5. Расчет мощности на высоте 4000 м над уровнем моря может быть сделан исходя из того, что плотность воздуха также падает с падением давления:

$$P = \rho \cdot g \cdot h, \quad (9.23)$$

где P – давление; ρ – плотность воздуха; h – высота над уровнем моря.

Тогда на уровне моря h_0 плотность воздуха будет примерно равна $\rho_0 = 1,2 \text{ кг/м}^3$. На высоте 8000 м согласно условию $\rho_{8000} = 0$. Согласно экспоненциальному закону на высоте 4000 м $\rho_{4000} = 0,2 \text{ кг/м}^3$.

Тогда на основании формулы (3.2) получаем:

$$P_A = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} = \frac{0,2 \cdot 30 \cdot v^3}{2} = 3 \cdot v^3 \text{ Вт.} \quad (9.24)$$

При каждой скорости ветра рассчитывается мощность, что можно отразить, как показано в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Расчет мощности на заданной скорости ветра на высоте 4000 м

Скорость ветра, м/с	Мощность, кВт, на высоте h_0	Мощность, кВт, на высоте h_{4000}
$v1 = 25$ (max)	$P1 = 116$	$P1 = 47$
$v2 = 20$	$P2 = 60$	$P2 = 24$
$v3 = 15$	$P3 = 25$	$P3 = 10$
$v4 = 10$	$P4 = 7$	$P4 = 3$
$v5 = 5$	$P5 = 1$	$P5 = 0,4$
$v6 = 0$	$P6 = 0$	$P6 = 0$

Как видно из табл. 9.3, мощность снизилась в 2,5 раза на высоте 4000 м над уровнем моря.

6. Аналогичные расчеты для горизонтально-осевой ветроэнергетической установки проводятся самостоятельно.

Задача 9.2. Расчет экономических параметров гибридной ветро-солнечной установки

Вопросы экономической целесообразности внедрения ветроэнергетических, солнечных и других, в том числе и гибридных энергоустановок, работа которых основана на возобновляемых источниках, обсуждаются учеными, инженерами и потребителями с середины XX века.

Сегодня стоимость выработки энергии установок на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) практически сравнялась со стоимостью энергии, производимой традиционными теплоэнергетическими станциями. Как правило, потребитель оплачивает полностью всю выработанную энергию, до 80 % которой теряется на пути к нему в магистральных тепловых и электрических сетях, не говоря уже о том, что эти проценты, фактически не производя полезного действия, влияют на рост «парникового эффекта» и во многом нарушают Киотский протокол.

Рост тарифов на электроэнергию в России может нанести серьезный урон экономике страны и, в частности, сельскому хозяйству, поскольку повышение тарифов даже свыше 2 руб. за кВт·ч обернется невозможностью поддержания производства молока и мяса.

Использование энергоустановок на основе ВИЭ не только необходимо, как утверждают эксперты всех развитых стран, но и выгодно и даже удобно. Удобство и частичная выгода использования ВИЭ заключается в локализации генерирующих мощностей рядом с потребителем, что снижает потери на передачу энергии, установочные и эксплуатационные расходы. Кроме того, это выгодно и государству, так как в этом случае генерирующие мощности устанавливает сам потребитель и государство не несет в целом обязательств по обслуживанию и ремонту этого оборудования. Такой подход может существенно снизить бюджетные расходы на энергопитание коммерческих потребителей и минимизировать вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, потому что, например, при отказе оборудования у одного потребителя проблема в целом не коснется другого потребителя. В аварийных ситуациях для осуществления взаимопомощи у потребителей и/или между соседями могут быть предусмотрены резервные источники энергии, дублирующие локальные сети и т. д. Однако в любом случае такой подход является как удобным, так и выгодным.

Гибридные ветро-солнечные энергоустановки являются в целом избыточными с точки зрения рядового потребителя, поскольку изначально обычно проектируются из расчета дублирования одного источника энергии другим, тем не менее, обеспечивая гарантированность энергоснабжения в той или иной степени. Поэтому, безусловно, в каждом конкретном случае целесообразно рассматривать баланс энергосистемы с постановкой задачи по выбору сопряженных мощностей, исходя из местных условий. Такие результаты расчетов трудно сделать универсально применимыми по

причине, во-первых, определенной вероятности (или отсутствия четкого графика) появления того или иного источника (например, ветра или солнечной радиации), а во-вторых, в связи с непредсказуемостью энергопотребления самого потребителя (во многих случаях график потребления предсказать невозможно, так как он зависит от метеорологических условий). Например, энергопотребление может возрасти по непредсказуемому графику в холодные и/или ветреные дни за счет использования теплогривателей или в жаркие дни за счет повышения энергопотребления кондиционеров, потребление которых принимает сегодня массовый характер. Флуктуации пикового потребления является абсолютно непредсказуемыми, причем даже в магистральных сетях, поскольку энергопотребление население сегодня сопоставимо с энергопотреблением промышленности, во всяком случае, пики энергопотребления населения уже нельзя игнорировать, как это было принято в XX веке.

Несмотря на рост использования ВИЭ в мире, население России недостаточно информировано как о характеристиках применяемых приборов и агрегатов, так и об экономике данного вопроса. В связи с этим обоснование экономической целесообразности является как нельзя более актуальным из расчета растущего энергодефицита. Более того, с ростом темпов малоэтажного строительства использование разветвленных магистральных сетей с малой пропускной способностью все чаще приводит к веерным отключениям по различным причинам. И в этих условиях ветро-солнечные установки, представляющие два дублирующих друг друга источника, являются удобным и, как будет показано ниже, выгодным генерирующим электроэнергию оборудованием.

Необходимо принять во внимание, что ряд приведенных цифр отражает в целом ситуацию при массовом внедрении изделий, поэтому стоимость изделий указывается практически на пределе нижних рыночных цен. Тем не менее, учитывая запас в расчетах, разработчик может самостоятельно провести расчеты окупаемости оборудования для своих нужд, с соответствующей корректировкой ценовых и технических характеристик устанавливаемых мощностей.

Вычисления приведены как помодульно для ветроэнергоустановки (ВЭУ) и солнечной батареи (СБ), состоящей из солнечных модулей (СМ), так и для гибридной энергоустановки (ГЭУ). Мощность принята для ВЭУ 3 кВт, для СБ 3 кВт, для ГЭУ 6 кВт. Как будет показано ниже, такая мощность покрывает потребности в энергообеспечении средней семьи из 4 человек, проживающей в квартире многоэтажного дома и потребляющей 300–600 кВт·ч электроэнергии в месяц. Теплоснабжение во внимание не принято, так как, во-первых, его можно организовать с потерями от 5 до 99 % и, таким образом, невозможно учесть при данных расчетах, а во-вторых, поскольку задача заключается в экономическом сравнении стоимости электроэнергии от ВИЭ и магистральных электрических сетей. Сле-

довательно, при желании читателя провести расчеты для своего потребления, необходимо изменить соответствующие данные и получить требуемые результаты.

Задача 9.2.1. Расчет ВЭУ

1. Рассчитать экономические параметры ветроэнергетической установки (ВЭУ).
2. Рассчитать экономические параметры солнечной батареи (СБ).
3. Рассчитать экономические параметры гибридной ветро-солнечной установки (ГЭУ).
4. Сделать выводы о целесообразности применения ВЭУ, СБ, ГЭУ.

Методика расчета и пример

Расчет выработки электроэнергии ВЭУ проводится на основе ряда общедоступных показателей в виде примера. Расчетная мощность и выработка энергии ВЭУ мощностью 3 кВт (ВЭУ-3) приведена в табл. 9.2.1. Вычисления приведены для создания представления и понимания порядков показателей и не могут претендовать на высокую точность. Данные по ВЭУ-3 приведены из интернет-ресурса [8]. Аналогичные данные можно получить на любом ресурсе, предлагающем ветроэнергетические установки.

Таблица 9.2.1

Показатели ВЭУ-3 по мощности и выработке электроэнергии

Скорость ветра, м/с	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мгновенная мощность, кВт	0,06	0,2	0,4	0,7	1,1	1,7	2,5	2,9	3,3	3,4
Дневная выработка, кВт·ч	1,4	4,8	9,6	16,8	26,4	40,8	60,0	69,6	79,2	81,6
Месячная выработка, кВт·ч	43	144	288	504	792	1224	1800	2088	2376	2448
Годовая выработка, кВт·ч	518	1728	3456	6048	9504	14688	21600	25056	28512	29376

Расчет выработки производится для условного места, которым выбран г. Оренбург [9, 10]. В табл. 9.2.2 приведены исходные данные для средней скорости ветра 5 м/с и результаты расчета.

Цена оборудования принята условно 100 000 руб., однако она отражает стоимость данных изделий в массовом производстве. Остальные цифры

приведены также на основе публикуемых данных и могут быть самостоятельно изменены читателем с соответствующими перерасчетами.

Таблица 9.2.2

Расчет выработки электроэнергии ВЭУ-3

Установленная мощность ВЭУ, кВт	3
Цена оборудования, руб.	100 000
Срок службы оборудования, лет	20
Расходы на ремонт в год, руб.	3000
Амортизация ВЭУ в час, руб.	0,91
Средняя скорость ветра в регионе (Оренбург), м/с	5,0
Расчет:	
Выработка ВЭУ в год на средней скорости ветра, кВт·ч (из табл. 9.2.1)	3456
Выработка ВЭУ за срок службы на средней скорости ветра, кВт·ч (выработка в год × 20 лет)	69120
Цена за кВт·ч от ВЭУ, руб. (цена оборудования / выработка за срок службы)	2,31

Среднюю скорость ветра во многих случаях неправомерно использовать при расчете выработки энергии по понятным причинам. Сегодня известен ряд методик для достаточно точного расчета вероятности повторения ветра. Основными часто используемыми являются методики расчета вероятности появления ветра по Вейбуллу и Рэлею. Описание можно найти, например в книге [1, 2]. Практика показывает, что результат расчета по повторяемости ветра немногим отличается от результатов упомянутых методик. Поэтому упрощенно для подтверждения принятых цифр можно провести расчет по повторяемости различных градаций скорости ветра за год в процентах [9].

Например, при средней скорости ветра в Оренбурге 4,8–5,1 м/с, повторяемость градации ветра ниже 1 м/с – 22 %, градации ветра от 2 до 5 м/с – 52 % и градации ветра 8 м/с и выше – 14 % (табл. 9.2.3 и [9, 10]).

Таблица 9.2.3

Повторяемость скорости ветра для г. Оренбург

Город	Средняя скорость ветра, м/с		Повторяемость различных градаций скорости ветра за год, %		
	за отопительный период	за три наиболее холодных месяца	< 1	2–5	> 8
Оренбург	4,8	5,1	22	52	14

Выработка энергии ВЭУ в год (данные по скорости ветра и выработке из табл. 9.2.1):

– менее 1 м/с всего 22 % = 0;
– от 2 до 5 м/с (принимаем 3,5 м/с) всего 52 % = $(1728 + 518) / 2 \cdot 0,52 = 584$ кВт·ч;
– свыше 8 м/с (принимаем 12 м/с) всего 14 % = $29\,376 \cdot 0,14 = 4112$ кВт·ч.
Итого за год = $0 + 584 + 4112 = 4696$ кВт·ч.
Итого за 20 лет = $4696 \cdot 20 = 93\,932$ кВт·ч.

Вывод: это в 1,3 раз больше, чем было вычислено при средней скорости ветра 5 м/с (69 120 кВт·ч за 20 лет). Соответственно, стоимость кВт·ч также будет во столько же раз меньше.

Если же взять верхний потолок ветра не 12, а 9 м/с (что изначально неверно), то получится:

итога за год = $0 \cdot 0,22 + 1123 \cdot 0,52 + 21\,600 \cdot 0,14 = 3608$ кВт·ч в год;
за 20 лет = $3608 \cdot 20 = 72\,160$ кВт·ч.

Это также несколько выше, чем было вычислено при средней скорости ветра, что также является вполне удовлетворительным результатом.

Вывод. Цифры, указанные в табл. 9.2.2, являются правомерными и даже несколько заниженными. Однако с учетом неучтенных потерь, погрешностей расчетов и т. д. примем расчетные данные за основу. Расходы на обслуживание в расчет не принимались, так как они будут учтены ниже при вычислении экономических параметров гибридной энергоустановки.

Срок службы оборудования 20 лет, который используется для оценки амортизации, указан на основе предложений организаций, производящих и торгующих ВЭУ (например [8]). В вопросе оценки срока амортизации есть ряд противоречий законодательства разных стран. Например, в США по сроку амортизации ориентируются фактически только для уплаты налогов на основные средства, затем владелец оборудования эксплуатирует его на свой страх и риск. В России срок амортизации также служит для оценки налогов и вычисляется по соответствующим коэффициентам, но, конечно, может быть меньше, чем реальный срок службы изделия. Однако в отличие от законодательства США, изделие в РФ после окончания срока амортизации должно быть списано и эксплуатировать его нельзя. Тем не менее, изделие является работоспособным и его можно эксплуатировать далее. В связи с этим в расчетах срок службы ВЭУ принят равным сроку амортизации, т. е. 20 лет, чтобы исключить сложные расчеты с коэффициентами, а самое главное – не ограничивать владельца оборудования (если он поставил его на основные средства) сроками.

ГОСТ Р 51991-2002 (п. 4.1.8) не регламентирует срок службы ветроустановок. В связи с этим производитель самостоятельно назначает срок службы. В целом срок службы установки зависит от срока службы компонентов. Основным компонентом в ветроустановке, имеющим минимальный срок службы, являются подшипники (остальные изделия в расчет не принимаются, так как рассчитываются в конструкторской документации на конкретный срок службы). На рынке сегодня имеется множество изде-

лий, которые могут успешно эксплуатироваться в ветроустановке (как радиальные, так и упорные подшипники).

Можно провести следующий расчет на примере ВЭУ-3 [1]: частота вращения ротора ВЭУ-3 на средней скорости ветра 5 м/с составляет 80 об/мин. Тогда количество оборотов в час 4800, в сутки 115 200, в год 42 млн, за 20 лет 840 млн. Далее проводятся расчеты по нагружению подшипника с использованием ряда методик, и в конечном итоге подшипник выбирается из ряда. Искомые подшипники на рынке имеются, об этом свидетельствуют предложения как подшипников, так и ВЭУ.

Однако на всякий случай для наглядности приведем расчет срока службы подшипника вертикально-осевой ВЭУ-3 [1]:

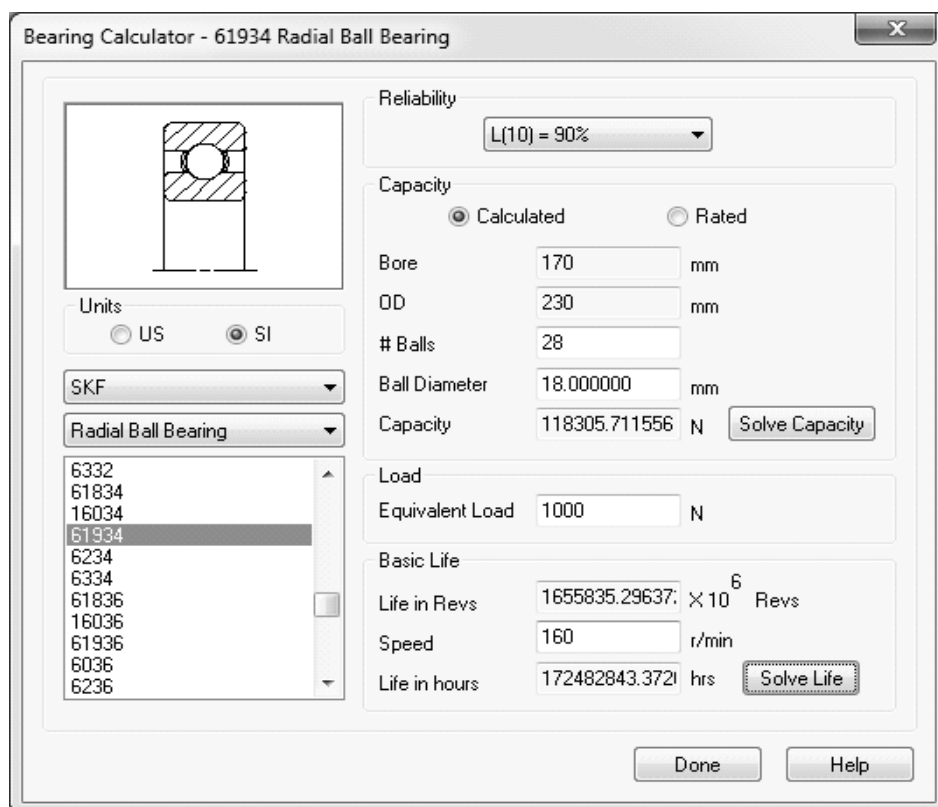


Рис. 9.2.1. Расчет ресурса подшипника в SolidWorks

При 1000 Н эквивалентной нагрузки и 180 об/мин (это означает постоянный ветер 11 м/с, чего не бывает на практике) срок службы получается 1 655 835 млн оборотов или 172 млн ч (19,5 лет). Тогда это с запасом в 2000 раз превышает необходимый ресурс. Расчет проведен в программном комплексе SolidWorks на основе конструкторской документации на ВЭУ-3 и представлен на рис. 9.2.1.

Таким образом, срок службы ВЭУ в расчетах можно принять за 20 лет. Для горизонтально-осевых ветроустановок этот срок может быть больше по ряду причин.

В результате приведенных данных можно сделать вывод о том, что данные по выработке энергии ветроэнергетической установкой приведены верно, при этом существует 4-кратный запас в связи с наличием неучтенных или непредсказуемых потерь или запас для варьирования ценовыми характеристиками.

Задача 9.2.2. Расчет СБ

Расчет выработки электроэнергии СБ проводится по аналогии с ВЭУ на основе ряда общедоступных показателей. Расчетная мощность и выработка СБ мощностью 3 кВт (СБ-3) приведена в табл. 9.2.4. Вычисления приведены для создания представления и понимания порядков показателей и не могут претендовать на высокую точность.

Таблица 9.2.4

Расчет выработки электроэнергии СБ-3

Цена СБ, руб.	160 000
Срок службы оборудования, лет	20
Средняя освещенность в регионе (Оренбург), Вт/м ²	700
Мощность СБ на средней освещенности, кВт	2,1
Расчет:	
Средней срок работы СБ в сутки, ч	8
Выработка СБ в год на средней освещенности, кВт·ч	6132
Выработка СБ за срок службы на сред. освещенности, кВт·ч	122 640
Цена за кВт·ч от ВЭУ, руб. (цена оборудования / выработка за срок службы)	1,3

Стоимость солнечной батареи принята 160 000 руб. на основе следующих данных. Цена солнечного модуля в Китае сегодня \$0,8 или 24 руб./Вт, причем это уже цена посредника [11]. При массовых поставках от производителя цена будет даже ниже на 20–60 %. Возьмем скидку 30 %. Тогда реальная цена будет 16,8 руб./Вт, а реальная стоимость солнечной батареи в Китае 50 400 руб. за 3000 Вт (СБ-3). Тогда при массовых поставках учитываем перевозку 5 %, таможенную пошлину 15 %, НДС 18 % и получаем цену в России 71 812 руб. С брокерскими расходами и транспортом себестоимость СБ-3 в РФ можно принять за 120 000 руб. Тогда с торговой надбавкой в 30 % имеем цену реализации 160 000 руб. В России сегодня при массовом производстве стоимость будет аналогичной при массовом производстве этих изделий. Тем не менее, читатель может провести собственные расчеты с иными цифрами. Можно сделать вывод о том, что указанная цена солнечной батареи приведена верно и имеет некоторый запас для регулирования цены реализации в РФ.

Срок службы СМ объявляет производитель. Сегодня все производители солнечных модулей дают гарантию 2–15 лет и срок службы 25 лет [12].

Рядом производителей срок службы СМ указан 30 лет. Очевидным является факт, что реальная мощность модуля со временем падает до 60–80 % за это время. Тем не менее, во-первых, для расчетов изначально взяты низкие цифры по освещенности (700 вместо 800 реальных и 1000 номинальных Вт/м²), а во-вторых, ниже приведены расчеты, которые свидетельствуют о крупном запасе по мощности в приведенных ранее цифрах. Можно сделать вывод о том, что срок службы солнечной батареи, состоящей из модулей, в целом указан верно.

В расчетах не учтены расходы на обслуживание солнечных батарей. В целом обслуживание СБ не требуется. Однако, даже если взять регламентные работы (например, уборка снега в зимнее время, сбор опавших листьев с СБ и т. п.), конечная стоимость электроэнергии, вырабатываемой СБ изменится не существенно.

Средний срок работы солнечной батареи в сутки (8 ч) и выработка солнечной батареи на средней освещенности (6132 кВт·ч) основана на стремлении максимально упростить расчеты в данной статье, сделав применяемые подходы доступными самому широкому кругу читателей и потребителей. Тем не менее, существует множество методик расчета мощности солнечных модулей, которые читатель может применить самостоятельно. В упрощенном виде вычисления можно сделать по диаграмме, которая иллюстрирует среднегодовые дневные суммы солнечной радиации на неподвижные поверхности южной ориентации с оптимальным углом наклона к горизонту [13, 14].

Для проведения расчетов возьмем солнечный модуль, например, номинальной мощностью 180 Вт (на освещенности 1000 Вт/м²) с размерами 807×1575 (мм) [12]. Можно также взять модуль любой мощности, расчет будет аналогичный.

На основе диаграммы [14] полагаем, что среднегодовая дневная сумма солнечной радиации составляет в г. Оренбурге 3,5 кВт·ч в день. При этом в диаграмме уже учтена именно среднегодовая сумма, т. е. пересчет не требуется.

Модуль 180 Вт площадью 1,27 м² будет получать дневную сумму радиации $3,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 1,27 \text{ м}^2 = 4,445 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{день}$.

Годовая выработка СМ: $4,445 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{день} \times 365 \text{ дней} = 1622 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Солнечная батарея 3 кВт (СБ-3) состоит из 16,6 модулей по 180 Вт. Примем по минимуму 16 шт. для расчета выработки энергии.

Тогда 16 модулей произведут за год: $1622 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 16 \text{ шт.} = 25952 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

В табл. 9.2.4 была приведена цифра 6132 кВт·ч в год, что в 4 раза меньше, чем расчет по приведенной методике. Более сложные расчеты дадут еще более высокий результат.

Можно сделать вывод о том, что выработка энергии солнечной батареей приведена верно, однако существует 4-кратный запас в связи с наличием неучтенных или непредсказуемых потерь.

Задача 9.2.3. Расчет ГЭУ

При оценке стоимости генерации электроэнергии гибридной ветро-солнечной энергоустановкой необходима достаточно сложная методика (или модель), учитывающая распределение ветреных и солнечных периодов на основе графиков скорости ветра и освещенности. Однако для упрощения можно принять предыдущие расчеты ВЭУ-3 и СБ-3 за основу и рассчитать выработку энергии ГЭУ-6 из расчета усредненной выработки. ГЭУ-6 является гибридной энергоустановкой, состоящей соответственно из ВЭУ-3 и СБ-3 и представляет номинальную (условно установленную) мощность 6 кВт. Соответственно, в различных регионах необходимо ввести соответствующие коэффициенты поправок. Непосредственно такая методика автору не известна и не была выявлена в открытых публикациях, однако является крайне востребованной в связи с подъемом активности в мире по использованию ВИЭ.

И тем не менее, приведенный расчет является достаточно достоверным, поскольку все данные приведены с кратными запасами по выработке электроэнергии. В табл. 9.2.5–9.2.7 приводятся расчеты по аналогии с предыдущими и в целом являющиеся достаточно простыми для повторения в случае необходимости.

Таблица 9.2.5

Расчет выработки электроэнергии ГЭУ-6

Установленная мощность ВЭУ-3, кВт	3
Установленная мощность СБ-3, кВт	3
Установленная мощность ГЭУ-6, кВт	6
Цена ВЭУ, руб.	100 000
Цена СБ, руб.	160 000
Срок службы оборудования, лет	20
Расходы на ремонт в год, руб.	3000
Амортизация ГЭУ в час, руб.	1,83
Средняя скорость ветра в регионе (Оренбург), м/с	5,0
Средняя освещенность в регионе (Оренбург), Вт/м ²	700
Мощность ВЭУ на средней скорости ветра, кВт	0,400
Мощность СБ на средней освещенности, кВт	2,1
Расчет:	
Выработка ВЭУ в год на средней скорости ветра, кВт·ч	3456
Выработка ВЭУ за срок службы на сред. скор. ветра, кВт·ч	69 120
Средней срок работы СБ в сутки, ч	8
Выработка СБ в год на средней освещенности, кВт·ч	6132
Выработка СБ за срок службы на средней освещенности, кВт·ч	122 640
Выработка ГЭУ в год, кВт·ч	9588
Выработка ГЭУ за срок службы на средней освещенности, кВт·ч	191 760
Цена за кВт·ч от ВЭУ-3, руб.	2,31
Цена за кВт·ч от СБ-3, руб.	1,3
Цена за кВт·ч от ГЭУ, руб.	1,67

Таблица 9.2.7

Итого экономия на оборудовании

ВЭУ-3, руб. за срок службы	137 216
СБ-3, руб. за срок службы	367 352
ГЭУ-6, руб. за срок службы	504 568

Стоимость электроэнергии достаточно низкая. Однако необходимо помнить, что расчет стоимости киловатт-часа связан со стоимостью оборудования, принятой относительно низкой из расчета массовости производства и реализации. Поэтому, изменив соответствующим образом показатели, можно самостоятельно провести аналогичные расчеты для иных данных.

Далее приводится расчет экономической выгоды потребителя. Здесь термин «экономия» означает, что потребитель не платит за электроэнергию, производимую ВЭУ, СБ или ГЭУ в целом. Тем самым потребитель экономит соответствующие оборотные средства.

Тогда общая экономия на оборудовании составит за срок службы 20 лет, как показано в табл. 9.2.7 отдельно для ВЭУ-3, СБ-3 и ГЭУ-6.

Задача 9.2.4. Срок окупаемости оборудования

В расчетах не фигурирует срок окупаемости оборудования в связи с тем, что для ВЭУ и СБ он зависит от графика появления ветра и солнца в расчетном регионе. Таким образом, для этого требуются более точные расчеты. Однако по средней скорости ветра и освещенности нетрудно посчитать, что срок окупаемости составит соответственно для ВЭУ-3 – 14 месяцев, для СБ-3 – 9 месяцев, для ГЭУ-6 – 11 месяцев.

Задача 9.2.5. Аккумуляторные батареи

Стоимость аккумуляторных батарей не была принята в расчет при вычислениях, так как это серьезно зависит от срока гарантированного энергоснабжения, требуемого потребителем. Например, для освещения частного дома можно применить щелочные аккумуляторные батареи (АКБ) емкостью 40–50 А·ч и гарантировать энергоснабжение на 2–3 ч. Стоимость 4 шт. АКБ будет составлять при крупных поставках около 2000 руб. Но можно применить АКБ емкостью 1000 А·ч для гарантированного энергоснабжения в течение 72 ч (3 сут) и тогда их стоимость будет соизмерима со стоимостью всего оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Твайделл, Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А. Уэйр; [пер. с англ. под ред. В.А. Коробова]. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
2. Да Роза, А. Возобновляемые источники энергии / А. да Роза; [пер. с англ. под ред. С.П. Малышенко и О.С. Попеля]. – М.: Интеллект, 2010. – 703 с.
3. Безруких, П.П. Использование энергии ветра / П.П. Безруких. – М.: Колос, 2008. – 196 с.
4. Безруких, П.П. Ветроэнергетика: справ. пособие / П.П. Безруких. – М.: ИД Энергия, 2010. – 320 с.
5. Беспалов, В.Я. Электрические машины: учеб. пособие / В.Я. Беспалов, Н.Ф. Котеленец. – М.: Академия, 2011. – 320 с.
6. Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – М.: Интеллект, 2011. – 168 с.
7. Соломин, Е.В. Итерационная оптимизация параметров и режимов работы вертикально-осевых ветроэнергетических установок / Е.В. Соломин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2011. – Вып. 15. – № 15 (232). – С. 73–81.
8. Соломин, Е.В. Информация / Е.В. Соломин // ГРЦ-Вертикаль. – www.src-vertical.com. – С. 1.
9. Скорости ветра в России и строительство ветряных электростанций. – <http://www.manbw.ru/analytics/windrus.html>. – С. 1.
10. Wind Energy Integration in the Urban Environment. – <http://www.urbanwind.net/wineur.html>. – С. 1.
11. Prices on solar panels. – http://www.alibaba.com/product-gs/202294126/solar_module_price.html. – С. 1.
12. Solar Cells, Solar Panels. – http://www.alibaba.com/Solar-Cells-Solar-Panel_pid52806. – С. 1.
13. Ветрогеография РФ. – http://www.src-vertical.com/wind_geography/wind_russia/. – С. 4.
14. Солнечные модули. – <http://www.solwind.ru/?p=sm&lang=1>. – С. 2.