

В.Ю. Сапа

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК
НЕТРАДИЦИОННОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ**

Костанай, 2020

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Костанайский государственный университет имени А. Байтурсынова
31я73
С 19

Кафедра электроэнергетики

В.Ю. Сапа

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТАНОВОК НЕТРАДИЦИОННОЙ И
ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Учебное пособие

Костанай, 2020

УДК 620.92(075.8)

ББК 31я73

С 19

Автор:

Сапа Владимир Юрьевич, кандидат технических наук, доцент

Рецензенты:

Баймухамедов Малик Файзулович – доктор технических наук, профессор, проректор по науке и международным связям КСТУ

Гайфуллин Гаяз Закирович – доктор технических наук, профессор кафедры машиностроения КГУ имени А. Байтурсынова

Курманов Аяп Конлямбаевич – доктор технических наук, профессор кафедры машиностроения КГУ имени А. Байтурсынова

Сапа В.Ю.

С 19 Проектирование установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики: Учебное пособие. – Костанай, КГУ им. А.Байтурсынова, 2020 – 72с.

ISBN 978-601-7640-03-3

Учебное пособие содержит теорию, практические задания, примеры решения задач по проектированию установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики.

Предназначено для магистрантов обучающихся по специальностям 6М071800, 7М07101 – Электроэнергетика и для магистрантов обучающихся по образовательной программе 7М07101 – Энергетика и электротехника.

УДК 620.92(075.8)

ББК 31я73

Утверждено и рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом Костанайского государственного университета имени А. Байтурсынова, протокол от 29.04.2020г. № 2.

ISBN 978-601-7640-03-3

©Сапа В.Ю., 2020

Содержание

Введение	4
1 Основы проектирования возобновляемых источников энергии	5
1.1 Теория, расчёт и выбор микро ГЭС.....	5
1.2 Теория, расчёт и выбор ВЭС.....	18
1.3 Теория, расчёт и выбор ФЭС.....	37
2 Задания и методические рекомендации к их решению	58
3 Задание на расчётно-графическую работу	65
4 Рекомендуемые темы презентаций	67
Заключение	69
Список использованных источников	70

Введение

В учебном пособии рассмотрены вопросы современного состояния, проектирования и развития энергетики возобновляемых источников, приведены причины бурного роста мощности установок на основе возобновляемых источников энергии.

Запасы многих органических источников энергии истощаются в огромных объемах на протяжении многих столетий. Это первостепенная роль в обеспечении электроэнергией весь мир. В связи с этим ведется поиск новых месторождений и видов топлива. Огромной проблемой становятся исследования в области влияния выбросов продуктов сгорания и переработки в атмосферу и другая деятельность человечества в пользу удовлетворения потребностей в энергии планеты.

Учебное пособие «Проектирование установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики» включает в себя теоретические сведения и практические задания по нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии и предназначено для магистрантов обучающихся по специальностям 6М071800, 7М07101 – Электроэнергетика и других специальностей, ориентированных на углубленное изучение курса по проектированию установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики.

Список рекомендуемой литературы:

1 Да Роза, Альдо. Возобновляемые источники энергии [Текст] / А. да Роза; [пер. с англ. под ред. С.П. Малышенко и О.С. Попеля]. – М.: Интеллект, 2010. – 703 с.

2 Бурмистров А.А., Виссарионов В.И. и др. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии [Текст] / учебное пособие. - М.: Издат. дом МЭИ, 2009. – 144 с.

3 Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – М.: Интеллект, 2011.- 168 с.

1 Основы проектирования возобновляемых источников энергии

1.1 Теория, расчёт и выбор микро ГЭС

Малая гидроэлектростанция или малая ГЭС (МГЭС) – гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии и состоящая из гидроэнергетических установок с установленной мощностью от 1 до 3000 кВт [1].



Рисунок 1 – Выработка электроэнергии с помощью микро-ГЭС

Микро-гидроэлектростанция предназначена для преобразования гидравлической энергии потока жидкости в электрическую для дальнейшей передачи сгенерированной электроэнергии в энергосистему. Под термином микро подразумевается, что данная гидроэлектростанция устанавливается на малых водных объектах – небольших речках или даже ручьях, технологических протоках или перепадах высот систем водоподготовки, а мощность гидроагрегата не превышает 10 кВт.

МГЭС разделяют на два класса: это микро-гидроэлектростанции (до 200 кВт) и мини-гидроэлектростанции (до 3000 кВт). Первые применяются в основном в домохозяйствах, и на небольших предприятиях, вторые – на более крупных объектах. Для владельца загородного дома или небольшого бизнеса, очевидно больший интерес представляют первые.

Исходя из принципа действия, микро-гидроэлектростанции разделяют на следующие типы:

Водяное колесо. Это колесо с лопастями, установленное перпендикулярно поверхности воды и наполовину в неё погруженное. В процессе работы вода давит на лопасти и заставляет вращаться колесо [1].

С точки зрения простоты изготовления и получения максимального КПД с минимальными затратами, эта конструкция хорошо работает. Поэтому часто применяется и на практике.

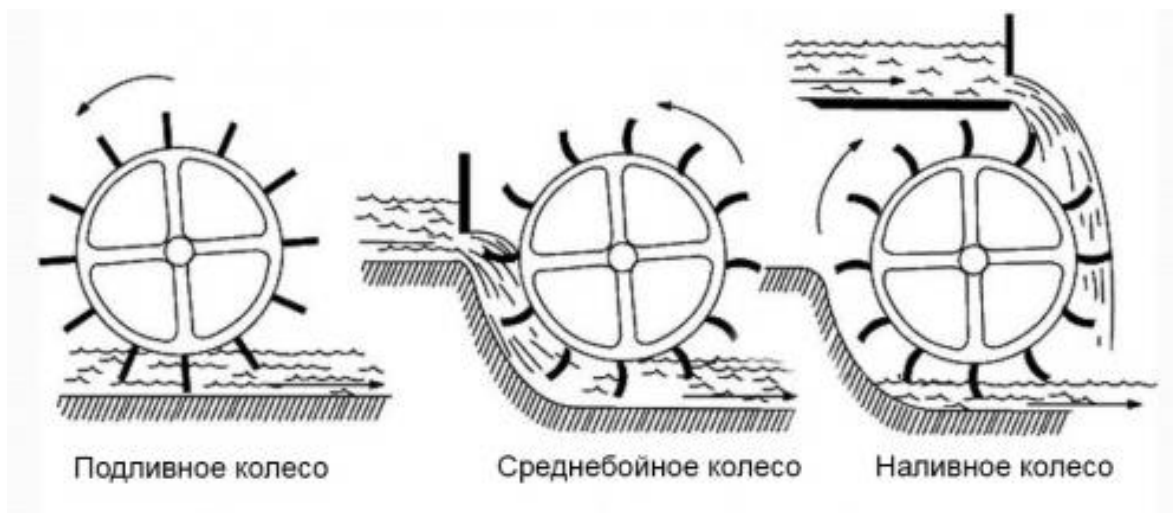


Рисунок 2 – Три основных вида водяного колеса

Гирляндная мини-ГЭС представляет собой перекинутый с одного берега реки на другой трос с жестко закрепленными на нем роторами. Поток воды вращает роторы, а от них вращение передаётся на трос, один конец которого соединен с подшипником, а второй – с валом генератора.

Недостатки гирляндной ГЭС: большая материалоемкость, опасность для окружающих (длинный подводный трос, скрытые в воде роторы, перегораживание реки), низкий КПД [1].



Рисунок 3 – Гирляндная микрогидроэлектростанция

Ротор Дарье - это вертикальный ротор, который вращается за счет разности давлений на его лопастях. Разница давлений создается за счет обтекания жидкостью сложных поверхностей. Эффект подобен подъемной силе судов на подводных крыльях или подъемной силе крыла самолета. Фактически, МГЭС данной конструкции идентичны одноименным ветрогенераторам, но располагаются в жидкостной среде [1].

Ротор Дарье сложен в изготовлении, в начале работы его нужно раскрутить. Но он привлекателен тем, что ось ротора расположена вертикально и отбор мощности можно производить над водой, без дополнительных передач. Такой ротор будет вращаться при любом изменении направления потока. Как и у его воздушного собрата, КПД ротора Дарье уступает КПД МГЭС пропеллерного типа.



Рисунок 4 – Конструкция МГЭС с вертикальным ротором

Пропеллер. Это имеющий вертикальный ротор подводный «ветряк», который в отличие от воздушного, имеет лопасти минимальной ширины всего в 2 см. Такая ширина обеспечивает минимальное сопротивление и максимальную скорость вращения и выбиралась для наиболее часто встречающейся скорости потока – 0.8-2 метра в секунду [1].



Рисунок 5 – Конструкция МГЭС пропеллерного типа

Пропеллерные МГЭС, также как и колесные, просты в изготовлении и обладают сравнительно высоким КПД, их частое применение этим и обусловлено.

Классификация Мини ГЭС.

Классификация по вырабатываемой мощности (области применения).

Вырабатываемая микро ГЭС мощность определяется сочетанием двух факторов, первый это напор воды, поступающей на лопасти гидротурбины, которая приводит в действие вырабатывающий электроэнергию генератор, и второй фактор – расходом, т.е. объемом воды, проходящем, через турбину за 1 секунду. Расход является определяющим фактором при отнесении ГЭС к определенному типу [1].

По вырабатываемой мощности МГЭС подразделяются на:

- Бытовые мощностью до 15 кВт: используются для обеспечения электроэнергией частных домовладений и ферм.
- Коммерческие мощностью до 180 кВт: питают электроэнергией небольшие предприятия.
- Промышленные мощностью свыше 180 кВт: генерируют электроэнергию на продажу, либо энергия передается на производство.

Классификация по конструкции:

- Осевые турбины. У турбин такого типа поток воды движется вдоль оси, попадая на лопасти [1].

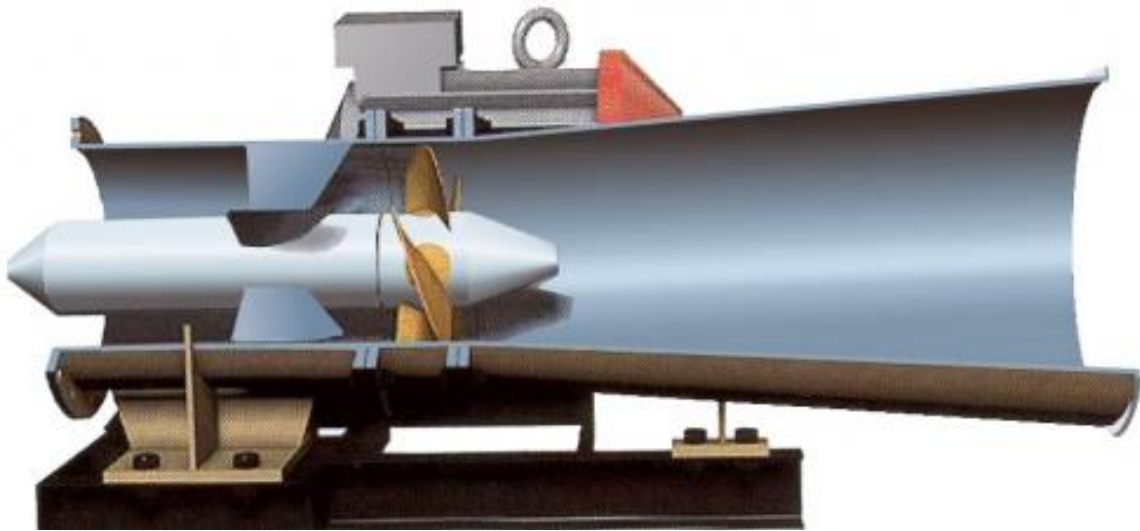


Рисунок 6 – Конструкции МГЭС с осевой турбиной

- Радиально-осевые турбины. В рабочем колесе турбин данного типа поток сначала движется радиально (от периферии к центру), а затем в осевом направлении (на выход).

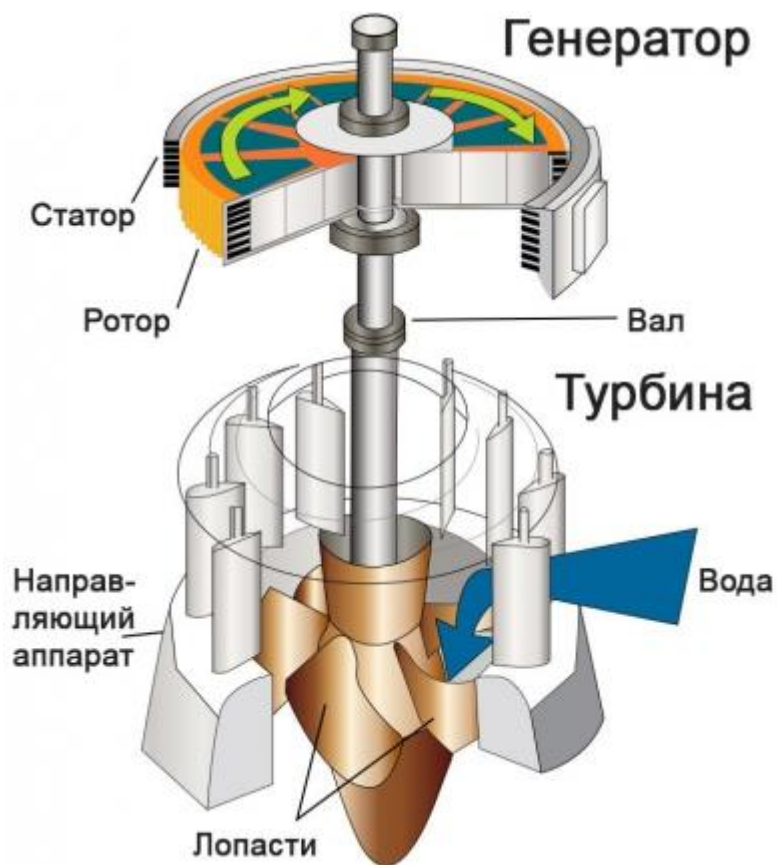


Рисунок 7 – Конструкция МГЭС с радиально-осевой турбиной

- Ковшовые турбины. В этом типе турбин вода подаётся через сопла по касательной к окружности, проходящей через середину ковша. При этом она, проходя через сопло, формирует струю, летящую с большой скоростью и ударяющую о лопатку турбины, после чего колесо проворачивается, совершая работу. После отклонения одной лопатки под струю подставляется другая [1].



Рисунок 8 – Конструкция ковшовой турбины МГЭС

Данный тип конструкции очень распространен в микро-гидроэнергетике.

- Поворотно-лопастные турбины. У данной турбины лопасти могут поворачиваться вокруг своей оси одновременно, за счёт чего регулируется её мощность.

Поворотно-лопастные

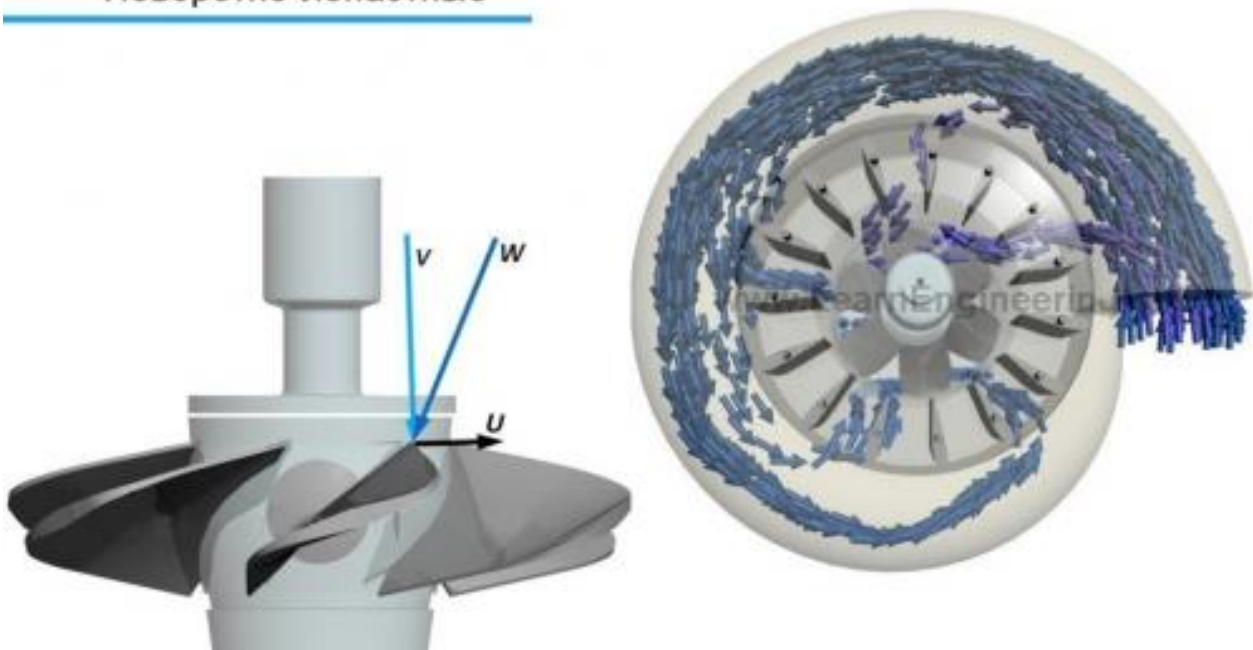


Рисунок 9 – Вариант конструкции ротора с поворотно-лопастными турбинами

Классификация по месту установки:

- Высоконапорные - более 60 м;
- Средненапорные - от 25 м;
- Низконапорные - от 3 до 25 м.

Данная классификация подразумевает, что электростанция работает на разных частотах вращения, и для ее механической стабилизации принимается ряд мер, т.к. скорость потока зависит от напора.

Составные части Мини ГЭС. Электростанция малой ГЭС состоит из турбины, генератора и системы автоматического управления. Часть элементов системы аналогичны для систем солнечной генерации или ветряной генерации. Основные элементы системы:

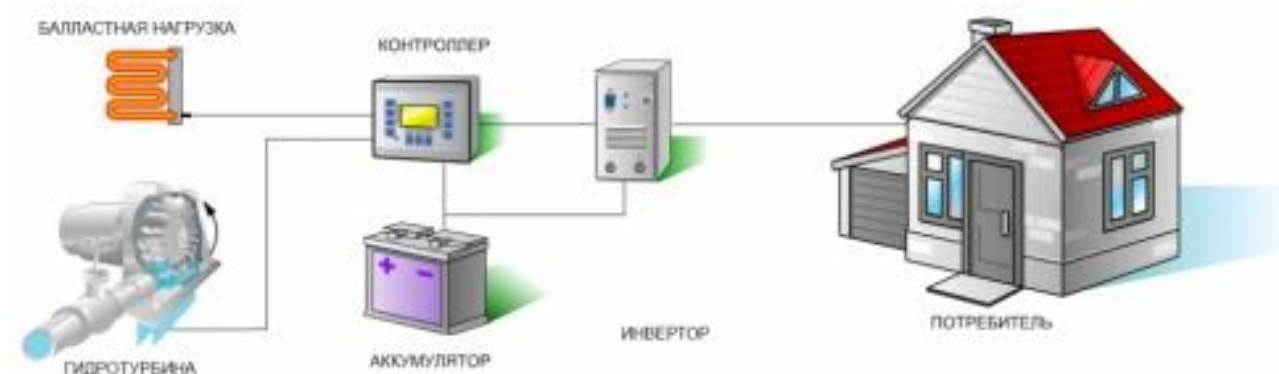


Рисунок 10 – Схема включения микро-гидроэлектростанции в электросеть

- *Гидротурбина* с лопатками, соединённая валом с генератором [1].

- *Генератор*. Предназначен для выработки переменного тока. Присоединяется к валу турбины. Параметры генерируемого тока быть относительно нестабильны, однако ничего похожего на скачки мощности при ветряной генерации не происходит;

- *Блок управления гидротурбиной* обеспечивает пуск и останов гидроагрегата, автоматическую синхронизацию генератора при подключении к энергосистеме, контроль режимов работы гидроагрегата, аварийную остановку.

- *Блок балластной нагрузки*, предназначенный для рассеивания неиспользуемой потребителем на данный момент мощность, позволяет избежать выхода из строя электрогенератора и системы контроля и управления.

- *Контроллер заряда/ стабилизатор*: предназначен для управления зарядом аккумуляторных батарей, контроля поворота лопастей и преобразования напряжения.

- *Банк АКБ*: накопительная ёмкость, от размера которой зависит продолжительность функционирования в автономном режиме питаемого ею объекта.

- *Инвертор*, во многих гидрогенерирующих системах применяются инверторные системы. При наличии банка АКБ и контроллера заряда, гидросистемы мало чем отличаются от других систем, применяющих ВИЭ.

Мини ГЭС для частного дома. Рост тарифов на электроэнергию и отсутствие достаточных мощностей, делают актуальными вопросы о применении бесплатной энергии возобновляемых источники в домашних хозяйствах. По сравнению с другими источниками ВИЭ, мини ГЭС представляют интерес, так как при равной мощности с ветряком и солнечной батареей они способны выдать за равный промежуток времени гораздо больше энергии. Естественное ограничение на их применение является отсутствие реки

Если возле вашего дома протекает небольшая река, ручей или имеют место перепады высот на озерных водосбросах, то значит у вас имеются все условия для установки мини ГЭС. Потраченные на её приобретение деньги быстро окупятся – вы будете в любое время года обеспечены дешёвой электроэнергией, независимо от погодных условий и иных внешних факторов.

Основным показателем, который указывает на эффективность использования МГЭС является скорость потока водоема. Если скорость меньше 1 м/с, то необходимо принять дополнительные меры по его разгону, например, сделать обводной канал переменного сечения или организовать искусственный перепад высот [1].

Далее, определяется необходимая хозяйству мощность и геометрические особенности канала. Все эти показатели учитываются при выборе типа и конструкции устанавливаемой микро-ГЭС.

Преимущества и недостатки микрогидроэнергетики.

К преимуществам мини ГЭС для дома можно отнести:

- экологическая безопасность (с оговорками для рыб-мальков) оборудования и отсутствие необходимости затопления больших площадей с колоссальным материальным ущербом;

- экологическая чистота получаемой энергии. Отсутствует влияние на свойства и качество воды. Водоемы можно использовать и для рыбохозяйственной деятельности, и как источники водоснабжения населения;

- низкую стоимость получаемой электроэнергии, которая в разы дешевле вырабатываемой на ТЭС;

- простоту и надёжность применяемого оборудования, и возможность его работы в автономном режиме (как в составе, так и вне сети электроснабжения). Выработываемый ими электрический ток соответствует требованиям ГОСТа по частоте и напряжению;

- полный ресурс работы станции - не менее 40 лет (не менее 5 лет до капитального ремонта);

- неисчерпаемость используемых для выработки энергии ресурсов [1].

Основной недостаток микро-ГЭС это относительная опасность для обитателей водной фауны, т.к. вращающиеся лопасти турбин, особенно в

скоростных потоках, могут представлять угрозу для рыб или мальков. Условным недостатком можно так же считать ограниченность применения технологии.

На основе данных о суточных нагрузках, построим график для нашего объекта. Максимальная мощность в сутки составляет $P = 21,5$ кВт, а минимальная — $7,53$ кВт.



Рисунок 11 – График нагрузки

Общее требуемое количество электрической энергии в течение года W , определяется по формуле (1):

$$W_{год} = \sum P \cdot D, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (1)$$

где $\sum P$ — суммарная мощность за сутки, кВт;
 D — количество дней.

$$W_{год} = \sum P \cdot D = 317,125 \cdot 365 = 115750,6, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

2. Определение гидротехнического потенциала

Для выработки энергии на реке Баргузин предлагается строительство микро-ГЭС деривационного типа. Так, мощность станции можно оценить по формуле (2):

$$P = 9,81 \cdot Q_0 \cdot H \cdot \eta \cdot K_{P\%}, \quad (2)$$

где P — мощность микро-ГЭС, кВт; Q_0 — норма стока, $\text{м}^3/\text{с}$; H — напор, м; η — коэффициент полезного действия; $K_{P\%}$ — расчетный модульный коэффициент 85 % обеспеченности.

Значения среднего многолетнего стока и коэффициентов вариации и асимметрии допускается определять по картам [2], опубликованных в официальных документах Госгидромета в области гидрологии [3].

Из [2] определяем следующие данные: - средний многолетний модуль стока $\bar{q} = 10,1 \text{ л/с} \cdot \text{км}^2$ (подрайон 15б — таблица 2.6, приложения 2, приведенный на карте приложения 1, лист 3 [2]); - коэффициент вариации $C_v = 0,2$; - коэффициент асимметрии $C_s = 2C_v$. Средний годовой расход определялся для площади водосбора $F = 4000 \text{ км}^2$ по формуле $Q = \bar{q} \cdot 0,001 \cdot F$, $\text{м}^3/\text{с}$. Расчет выполнялся по биномиальной кривой распределения (отклонение от среднего значения ординат распределения Пирсона III типа и представлен в таблице 1:

$$\frac{x_{P\%} - \bar{x}}{\sigma} = \frac{K_{P\%} - 1}{C_v} = \Phi(P, C_s) \quad (3)$$

Таблица 1 – Расчетные гидрологические данные

P, %	1	5	10	25	50	75	85	90	95
$\Phi(P, C_s)$	2,61	1,75	1,32	0,63	-0,07	-0,75	-0,85	-1,04	-1,52
$K_{P\%}$	1,52	1,35	1,26	1,13	0,99	0,85	0,83	0,79	0,70
$q_{P\%} = K_{P\%} \cdot \bar{q}$, $\text{л/с} \cdot \text{км}^2$	15,37	13,64	12,77	11,37	9,96	8,59	8,38	8,00	7,03
$Q = \bar{q} \cdot 0,001 \cdot F$, $\text{м}^3/\text{с}$	60,72	53,86	50,43	44,92	39,34	33,91	33,11	31,60	27,77

При сооружении малых ГЭС принимается обеспеченность годового стока 85 %. Расчетный модульный коэффициент по данным таблицы 1 составляет $K_{P\%} = 0,83$, расчетный модуль годового стока — $\bar{q} = 8,38 \text{ л/с} \cdot \text{км}^2$, среднегодовой сток $Q = 33,1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Важнейшими факторами выбора оборудования является надежность, условия эксплуатации, также стоимость и доступность. Исходя из расчета электрических нагрузок и параметров микро-ГЭС (напор, расход воды) выбираем микрогидроэлектростанцию мощностью 30 кВт (МикроГЭС — 50Пр).

Расчет параметров микро-ГЭС. Расчет диаметра трубопровода.

Для расчета необходимы следующие данные: среднегодовой расход реки 85 % обеспеченности $Q_{85\%} = 33,1 \text{ м}^3/\text{с}$; - разность уровней воды в напорном трубопроводе; - длина трубопровода; - коэффициент полезного действия гидроагрегата - $\eta = 0,8$. Диаметр стальной трубы определим по формуле (3) в соответствии с [4]:

$$Q = \sqrt{\frac{H}{A \cdot L}}, \quad (4)$$

где Q — допустимый расход в трубопроводе, $\text{м}^3/\text{с}$; H — напор, м; A — расчетное значение удельного сопротивления трубы, определяемого по таблице 9.3 [4]; L — длина трубопровода, м.

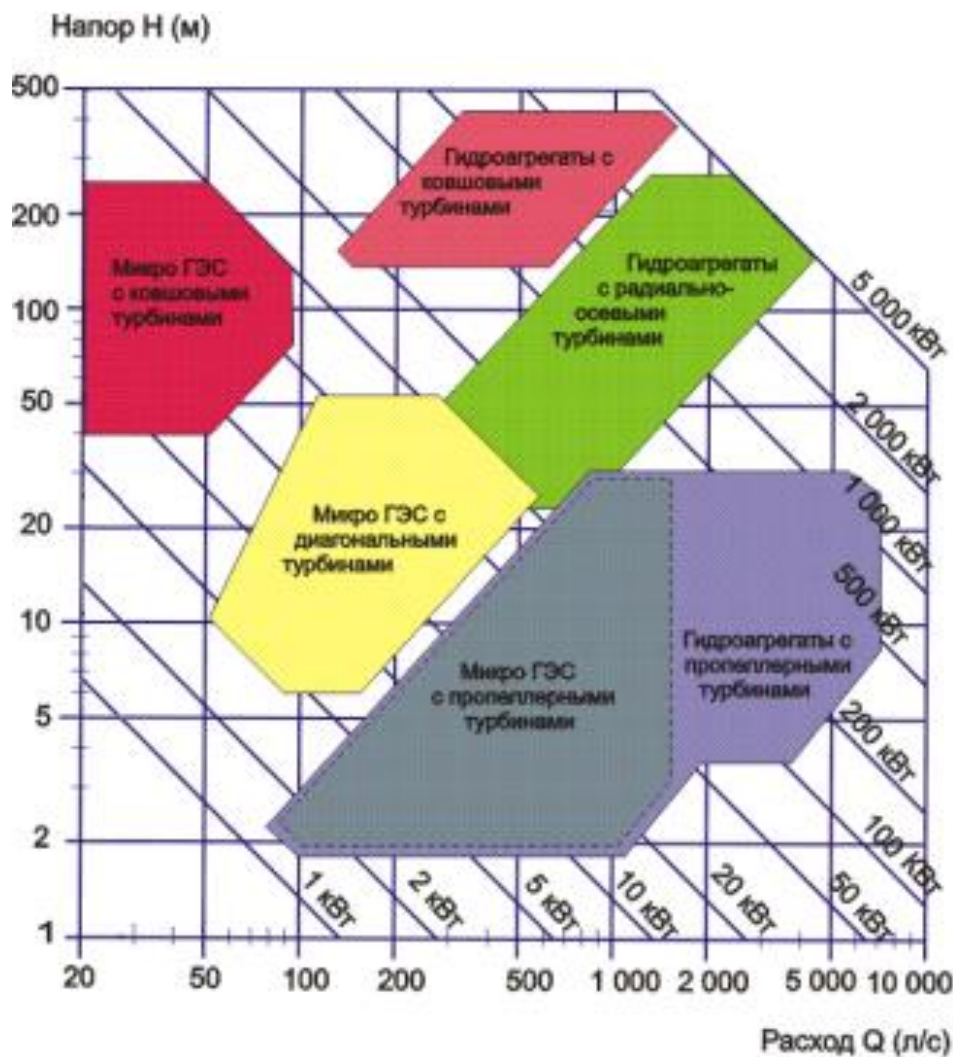


Рисунок 12 – Диапазон эксплуатации гидротурбин в зависимости от напора и расхода воды

Таблица 2 – Допустимый расход в трубопроводе

Условный проход, мм	Удельное сопротивление A , $\text{мм}^2/\text{м}$	Напор, м	Допустимый расход в трубе Q , $\text{м}^3/\text{с}$
450	0,09928	10	0,6478
500	0,05784	10	0,8316
600	0,02262	10	1,3572

Для дальнейших расчетов рассмотрим трубопровод с диаметром 450 мм.
Расчет технических параметров

В таблице 3 приведены расчеты параметров микро-ГЭС. Рассчитаны мощность и энергия водного потока, пропускаемая водоводом без ограничений

по мощности и вырабатываемой энергии, создаваемых гидротурбиной и асинхронным генератором.

Таблица 3 – Технические данные микро-ГЭС

Время, мес	% от годового расхода воды	Расход воды в реке, м ³ /с	Напор, м	Расход воды через трубу D = 450 мм, м ³ /с	Мощность ГЭС, кВт	Возможная вырабатываемая энергия, кВт*ч
1	4,5	17,865	8	0,5677	35,64	26518
2	4,1	16,277	8	0,5677	35,64	24807,16
3	3,5	13,895	8	0,5677	35,64	26518
4	3,2	12,704	8,5	0,5852	39,04	28107,02
5	6,8	26,996	9	0,6021	42,53	31640,48
6	12,4	49,228	9	0,6021	42,53	30619,82
7	15	59,55	10	0,6347	49,81	37059,57
8	17,1	67,887	10	0,6347	49,81	37059,57
9	13,9	55,183	9	0,6021	42,53	30619,82
10	7,8	30,966	8	0,5677	35,64	26518
11	6,3	25,011	8	0,5677	35,64	25662,58
12	5,4	21,438	8	0,5677	35,64	26518

Как показывают расчеты, данная схема микро-ГЭС покрывает пиковую нагрузку электроснабжаемого объекта.

Казахстан обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом для развития микро-ГЭС. Разработка и реализация таких проектов в сфере малой гидроэнергетики, способна решить проблемы с электроснабжением удаленных объектов.

Пример 1. Растёт мощности и выбор типа генератора микро ГЭС. Определение расчётного расхода воды, $Q_{расч}$.

$$Q_{расч} = \rho \cdot V; \quad (5)$$

$$\rho = \pi \cdot D^2 / 4; \quad (6)$$

$$Q_{расч} = (\pi \cdot D^2 / 4) \cdot V;$$

$$Q_{расч} = (3,14 \cdot 7^2 / 4) \cdot 3 = 115,395 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Определение мощности водяного потока N:

$$N = 9,81 \cdot Q_{расч} \cdot H_{расч}; \quad (7)$$

$$N = 9,81 \cdot 115,395 \cdot 15 = 16980,373 \text{ Вт};$$

$$N \approx 16,9 \text{ кВт}.$$

Определение мощности генератора:

$$P_{\text{ген.}} = N_{\text{вод. пот.}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}} ; \quad (8)$$

$$P_{\text{ген.}} = 16,9 \cdot 0,92 \cdot 0,82 = 12,74936 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ген.}} \approx 12,75 \text{ кВт.}$$

Принимаем по каталогу микро ГЭС пропеллерного типа – микроГЭС 22 ПР

Таблица 4 – Технические данные микро ГЭС 22 ПР

Технические данные	Показатели
Мощность, кВт	До 22
Номинальное напряжение, В	220 ±22 / 380±38
Напор, м в.ст.	1,5-4,5
Наименьшая частота тока, Гц	50 ±2
Частота вращения, мин ⁻¹	

Структурная и технологическая схемы и общий вид выбранной микро ГЭС приведена на рисунках 13 и 14.

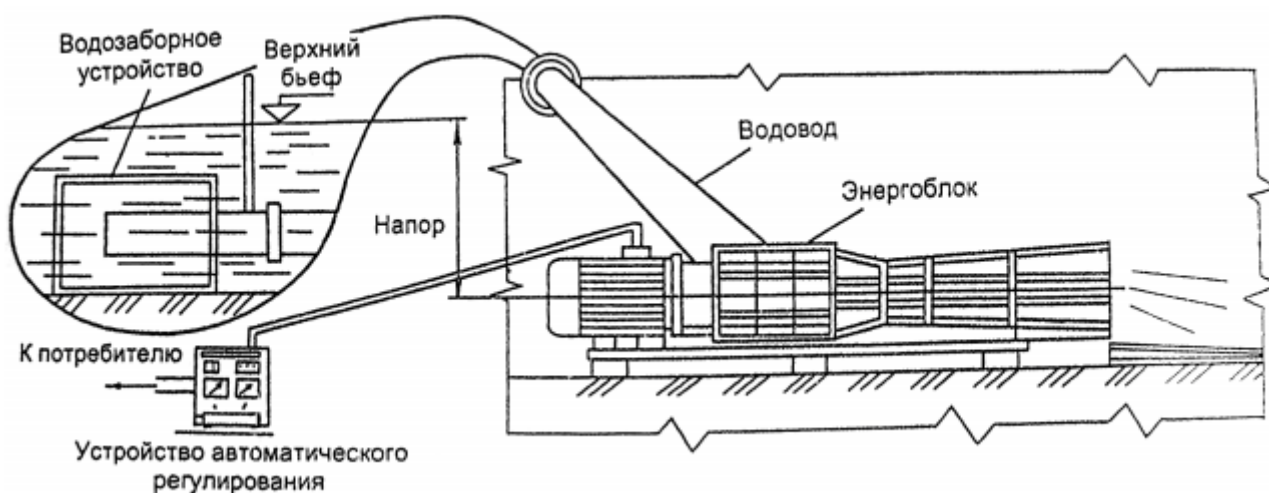


Рисунок 13 – Схема установки микроГЭС

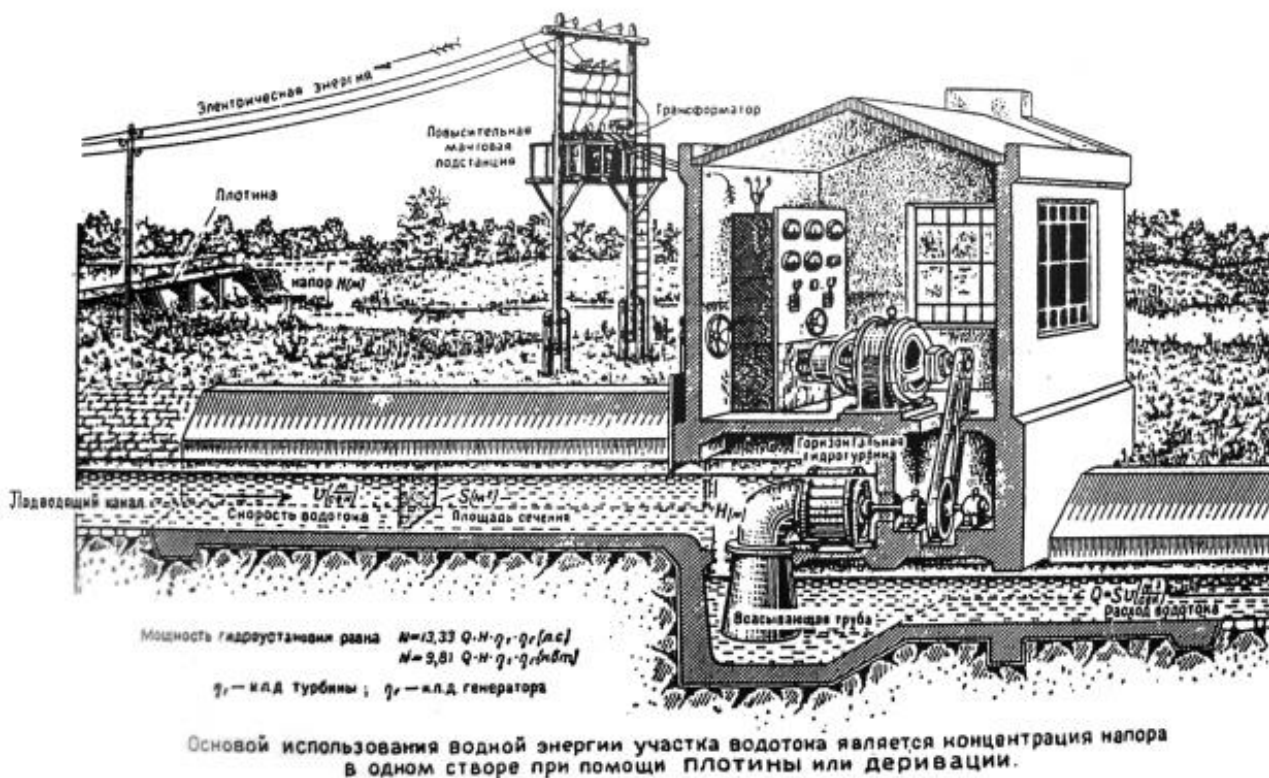


Рисунок 14 – Гидроэлектрическая станция

1.2 Теория, расчёт и выбор ВЭС.

Ветроэнергетические установки представляют собой комплексы оборудования, предназначенного для выработки, подготовки и снабжения потребителей электрическим током. Поскольку ветер является бесплатным источником энергии, все расходы на выработку тока сводятся к первоначальным вложениям на приобретение (или создание) ветрогенератора и смежного оборудования и последующее обслуживание.

Если сравнивать затраты на проведение линии электропередач или кабеля до отдалённых пунктов, то экономический эффект от использования ВЭУ в большинстве случаев оказывается довольно высоким. При этом, следует учитывать большую разницу в стоимости крупных ВЭУ и небольших установок, действующих в пределах одной усадьбы [5].

Частой ошибкой, допускаемой при расчётах экономической выгоды от использования ВЭУ, является рассмотрение лишь одного варианта реализации методики — создания локальных энергетических комплексов (ЛЭК). Они рассматриваются только как энергоустановки местного значения, обеспечивающие энергией весь населённый пункт. Отсюда возникают высокие расходы на приобретение, потребность в дорогостоящем обслуживании и материалоемкость устройства.

Частные источники, способные обеспечить энергией отдельный дом, практически не рассматриваются, из виду упускается наиболее эффективный и необходимый сектор ветрогенераторов [5].

Достоинства и недостатки ВЭУ

Преимуществами ВЭУ являются:

- возможность обеспечения электроэнергией любые пункты, вне зависимости от степени удаления от магистральных линий;
- нет необходимости создавать большую энергетическую станцию, можно использовать отдельные компактные установки;
- готовая ВЭУ не нуждается в топливе или иных ресурсных поставках.

При этом, существуют некоторые недостатки:

- выработка электроэнергии производится посредством ветровых потоков и полностью зависит от их силы и равномерности. В тихую безветренную погоду производство электричества невозможно.
- полученный ток не годится для использования без подготовки, которая требует наличия определённых устройств.
- ураганные ветра или шквалистые порывы могут разрушить или вывести установку из строя.

Как достоинства, так и недостатки ВЭУ являются их специфическими характерными качествами. При отсутствии других возможностей имеющиеся недостатки попросту устраняются принятием соответствующих мер.

Единственным действительно серьёзным препятствием, ограничивающим использование ветрогенераторов, является высокая стоимость промышленных установок. Создание самодельных устройств требует определённых навыков и некоторой подготовки, что также замедляет распространение ветроэнергетических устройств среди населения [5].

Принцип работы ветроэнергетических установок.

Ветроэнергетическая установка представляет собой комплекс оборудования, в состав которого входят:

- ветрогенератор,
- аккумулятор,
- инвертор,
- коммутационное оборудование, кабель, прочие устройства.

Имеется много вариантов конструкции ветряков, но общий состав установки практически неизменен.

Принцип действия ветроустановок основан на использовании энергии ветра. Поток воздействует на лопасти рабочего колеса, приводя их во вращение. Оно передаётся на генератор, производящий электрический ток. Генератор заряжает аккумуляторы, напряжение с которых поедается на инвертор, создающий переменный ток 220 В 50 Гц, необходимый для потребителей.

Существуют отдельные ветряки, питающие насосы или иные несложные устройства, которые подают напряжение напрямую на потребляющий прибор. Но, при возникновении нестандартных ситуаций, например, внезапном усилении

ветра, потребитель может выйти из строя вследствие резкого скачка напряжения [5].



Рисунок 15 – Схема ветроэнергетической установки

В последнее время значительно увеличился интерес к ветроэнергетике со стороны изобретателей и конструкторов. Постоянно появляются новые конструкции, которые обладают все большими возможностями. В частности, ведутся активные поиски способов увеличения КПД ветряка, и некоторые варианты имеют весьма высокие показатели по сравнению с применяющимися в настоящее время промышленными образцами ВЭУ [5].

Учитывая, что максимальное использование энергии ветрового потока согласно расчётам не может превышать 59,3%, а реальное использование намного ниже и составляет от 10%, то возможности для увеличения эффективности установок весьма высоки.

Виды оборудования. Существует две группы ВЭУ, отличающиеся друг от друга положением оси вращения рабочего колеса:

Горизонтальные. Внешне напоминают пропеллер.

Вертикальные. Лопасты таких устройств вращаются вокруг вертикальной оси. Имеется большое число конструкций вертикальных ветряков.

Принципиальным отличием этих двух типов конструкции является необходимость ориентирования горизонтальных устройств по направлению ветра и нетребовательность к этому вертикальных ветряков. Кроме того, для горизонтальных устройств обязательно наличие высокой мачты, так как расположение на высоте обеспечивает более интенсивное воздействие потоков

ветра на ротор. Вертикальные конструкции в подъёме над уровнем земли нуждаются в меньшей степени.

При этом, эффективность горизонтальных ветряков в целом выше, чем у вертикальных устройств. Это происходит потому, что лопасти вертикальных роторов испытывают как полезное воздействие на рабочие части, так и противодействующие нагрузки на обратные стороны. Снижение уравновешивающего воздействия потока на обратные стороны лопастей является основной задачей конструкторов, пытающихся разработать наиболее удачную форму рабочего колеса.

Существуют опытные образцы, обеспечивающие высокую эффективность использования потока, но широкого производства таких устройств пока не наблюдается.

Устройство. Общий состав комплекса практически одинаков и различается только типом конструкции ветряка.

Горизонтальные ветрогенераторы.

Установки с горизонтальной осью вращения имеют практически одну конструкцию. Они представляют собой горизонтальную ось с хвостом и ротором на противоположных концах. Ось имеет возможность свободного вращения вокруг вертикальной оси, необходимое для установки ротора по направлению ветра. Это происходит автоматически, при помощи хвоста. Ротор представляет собой род пропеллера, вращающегося при воздействии ветрового потока на лопасти [5].

Принципиального различия между разными моделями горизонтальных ветряков нет. Они отличаются типом лопастей:

- жестколопастные,
- парусные.

Первые сделаны из прочного материала, вторые представляют собой жесткую рамку, обтянутую плотной тканью или подобным материалом. Кроме того, имеются образцы с различной формой лопасти:

- в виде прямой лопатки;
- в виде архимедова винта.

Имеются парусные модели, созданные для получения максимального эффекта от воздействия ветрового потока. Они не имеют вращающихся частей, поверхность паруса создаёт давление на поршневую систему, взаимодействующую с генератором.

Большая площадь лопастей позволяет получать больше энергии от взаимодействия с воздушным потоком, но создаёт значительное сопротивление ветру, опасное при возникновении шквальных порывов.

Ротор горизонтальной конструкции нуждается в установке на высокую мачту. Это увеличивает эффективность получения ветровой энергии, но осложняет процесс монтажа и обслуживания устройства. Мачта должна быть надёжно закреплена и усилена растяжками, чтобы имелась возможность выдерживать ураганные порывы ветра. Высота мачты выбирается таким

образом, чтобы ветряк возвышался над всеми ближайшими зданиями и сооружениями. При этом, место установки также выбирается на возвышении, что позволяет снизить высоту мачты и облегчает монтаж.



Рисунок 16 – Горизонтальный ветрогенератор

Вертикальные ветрогенераторы. Ветрогенераторы вертикальных конструкций имеют меньшую эффективность использования потока ветра, но с точки зрения эксплуатации они намного предпочтительнее. Их преимущества:

- нет нужды ориентировать ротор по направлению ветра;
- устанавливать устройство на высокую мачту необязательно, так как большой разницы в эффективности нет;
- устройства имеют более простую конструкцию, что удобнее при самостоятельном изготовлении.

Изначально вертикальные конструкции имели две лопасти, имеющие форму желоба, расположенные диаметрально вдоль оси вращения. Впоследствии появились другие варианты, имеющие большее количество лопастей или иную форму [5].



Рисунок 17 – Вертикальный ветрогенератор

На сегодняшний день различных конструкций известно довольно много. Вот некоторые из них:

- ротор Савониуса,
- ротор Дарье,
- ротор Третьякова,
- ортогональный,
- геликоидный.

Работы по созданию новых типов конструкции ведутся непрерывно, поэтому привести полный перечень имеющихся конструкций невозможно.

Вертикальные конструкции ветрогенераторов намного доступнее для самостоятельного изготовления, что явилось причиной появления большого количества вариантов конструкции.

Особенности конструкции. Основная особенность конструкции ВЭУ — наличие подвижного ротора, передающего вращающий момент на генератор. Этот узел является наиболее ответственным во всей конструкции, требующим качественного изготовления, прочности и устойчивости к нагрузкам.

Кроме того, помимо надёжности, ротор должен достаточно чутко реагировать на контакт с ветровыми потоками и начинать вращение при относительно слабых значениях. Это особенно важно, если учитывать

особенности климата Казахстана, где преобладают слабые и средние ветра. Способность стартовать при малых ветрах высоко ценится у ветрогенераторов, большинство разработок создано именно для увеличения чувствительности к малым потокам.

Нестабильность и слабые скорости ветра являются основными причинами недостаточного развития ветроэнергетики в Казахстане. Расходы на альтернативные источники электроснабжения чаще всего выше, чем на традиционные методы, что объясняет малое присутствие ВЭУ. При этом, решение вопроса с помощью дизельных электростанций способствует отрицательно воздействию на окружающую среду в виде выбросов продуктов горения топлива.

Использование дешёвой энергии ветра при правильно распределённых вложениях и применении наиболее эффективных конструкций способно дать немалый экономический эффект и способно решить проблему для регионов с недостаточным энергообеспечением.

Технические характеристики. К основным техническим характеристикам ВЭУ относятся:

- номинальная мощность устройства,
- минимальная скорость ветра, при которой происходит запуск ротора,
- максимальная скорость ветра, при которой требуется торможение вращающейся части.

Помимо этих параметров важно определить срок окупаемости устройства, его долговечность и расходы на содержание. Эти факторы являются определяющими при выборе источника электроснабжения между дизельными станциями и ВЭУ. Для регионов со слабыми ветрами такой выбор весьма актуален, поскольку вкладываться в заведомо неэффективный комплекс нерационально и не способствует решению проблемы.

Ветроэнергетические установки являются перспективным вариантом решения проблемы энергообеспечения для отсталых регионов. При грамотном подходе и использовании оптимального комплекта оборудования, можно создавать как мелкие станции, обеспечивающие отдельные жилые дома, так и более крупные установки, способные снабжать энергией населённые пункты.

Возможность производства энергии без нанесения ущерба экологии региона должна ставиться в первоочередные задачи, и ветроэнергетика в этом отношении является наиболее удачным вариантом решения проблем [5].

Пример 2. Определить пик промышленного потребителя энергии не представляет сложности, т.к. 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. 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 РП в конкретное время суток – утром, днем, вечером, ночью (P_u, P_d, P_v, P_n). Пример показан в таблице 5. Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности инвертора РИ [6, 7, 8].

$$P_i > \text{MAX} (P_u, P_d, P_v, P_n) \text{ Вт.} \quad (9)$$

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. 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 $E_{\text{сут}}$ будет являться количеством энергии, потребляемой объектом в сутки [6, 7, 8, 9]:

$$E_{\text{сут}} = P_i \Sigma T_i \text{ Вт}\cdot\text{ч.} \quad (10)$$

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

Таблица 5 – Мощность электроприборов и мгновенная потребляемая мощность

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	400	400	0	400	0
Видеомагнитофон	140	0	0	140	0
Компьютер	300	0	0	300	0
DVD-плеер	100	0	0	100	0
Аудио-плеер	80	80	0	80	0
Посудомойка	2000	0	0	2000	0

Стиральная машина	700	0	0	700	0
Электроплита	1600	1600	0	1600	0
Микроволновая печь	1400	1400	0	0	0
Пылесос	1500	0	0	1500	0
Факс-аппарат	110	110	0	0	110
Лампы накаливания	1200	1200	1200	1200	1200
Люстра	400	400	0	400	0
Синтезатор	100	0	0	100	0
Электрочайник	1800	1800	0	1800	0
Утюг	1600	0	0	1600	0
Кофеварка	400	400	0	400	0
Миксер	250	0	0	250	0
Гостер	200	200	0	0	0
Фен	300	0	0	300	0
Телефонный аппарат	30	30	30	30	30
Сигнализация	40	0	40	0	0
Другие приборы	1500	1500	1500	1500	1500
Система обогрева	400	400	400	400	400
ИТОГО в пике P _п :	16550	9520	3170	14570	3240
		P _у	P _д	P _в	P _н

Таблица 6 – Энергопотребление приборов

Электроприбор	Установленная мощность P _i , Вт	Время использования T _i , час				Потребление электрической энергии Вт-час
		Утро 1 час	День 10 часов	Вечер 4 часа	Ночь 8 часов	
Телевизор	400	0,5	0	2	0	1000
Видеомагнитофон	140	0	0	2	0	280
Компьютер	300	0	0	1	0	300
DVD-плеер	100	0	0	1	0	100
Аудио-плеер	80	1	0	1	0	160
Посудомойка	2000	0	0	0,5	0	1000
Стиральная машина	700	0	0	1	0	700
Электроплита	1600	0,3	0	0,5	0	1280
Микроволновая печь	1400	0,2	0	0	0	280
Пылесос	1500	0	0	1	0	1500
Факс-аппарат	110	0,1	0	0	0,1	22
Лампы накаливания	1200	1	0,5	3	1	6600
Люстра	400	0,3	0	2	0	920
Синтезатор	100	0	0	1	0	100
Электрочайник	1800	0,1	0	0,2	0	540
Утюг	1600	0	0	0,5	0	800
Кофеварка	400	0,1	0	0,1	0	80
Миксер	250	0	0	0,1	0	25
Гостер	200	0,2	0	0	0	40

Фен	300	0	0	0,1	0	30
Телефонный аппарат	30	6	6	6	6	720
Сигнализация	40	0	6	0	0	240
Другие приборы	1500	0,5	0,5	0,5	0,5	3000
Система обогрева	400	2	2	2	2	3200
ИТОГО:	16550	13,3	16	26,5	10,6	20217

Рассмотрим задачу со следующими исходными данными: 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 Таблице 5 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 таблице 5):

- Утро: $P_{у} = 9520$ Вт;
- День: $P_{д} = 3170$ Вт;
- Вечер: $P_{в} = 14570$ Вт;
- Ночь: $P_{н} = 3240$ Вт;

Максимальная пиковая мощность за сутки $P_{в} = 14570$ Вт. Тогда мощность инвертора P должна быть $P_{и} > 14570$ Вт

Принимаем $P_{и} = 15000$ Вт = 15 кВт.

2. Вычислим потребляемую энергию всех периодов энергопотребления в течение суток, т.е. 24 часов. 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 таблице 6. Количество энергии, потребляемой объектом в сутки, показано в правой нижней ячейке таблицы:

$$E_{сут} = 20217 \text{ Вт} \cdot \text{ч.}$$

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

Пример 3. 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. 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% [6, 7, 8, 9].

2. Определить среднечасовое энергопотребление объекта на основе данных, полученных в примере 2 (формула (11)).

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

$$E_{\text{час}} = \frac{E_{\text{сут}}}{24} \text{ Вт}\cdot\text{ч.} \quad (11)$$

3. Определить номинальную мощность ВЭУ, которая может быть применена для энергоснабжения данного объекта. Мощность $P_{\text{спец}}$, развиваемая ВЭУ, составляет $E_{\text{час}}$, деленное на время потребления, т.е. на 1 час:

$$P_{\text{спец}} = \frac{E_{\text{час}}}{1} \text{ Вт} \quad (12)$$

Но это – мгновенная мощность, развиваемая ВЭУ на расчетной средней скорости ветра. Определив расчетную скорость ветра по данным локальной метеостанции или проведя собственные вычисления, по таблице 7 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

$$P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спец}} \text{ Вт} \quad (13)$$

Таблица 7 – Мощность и выработка энергии ВЭУ-3 (Номинальная мощность $P_{\text{ВЭУ-3}} = 3 \text{ кВт}$)

Скорость ветра v , м/сек	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мгновенная мощность $P_{\text{мгнВЭУ}}$, Вт	60	200	400	700	1100	1700	2500	2900	3300	3400
Суточная выработка $E_{\text{сутВЭУ}}$, кВтч	1,4	4,8	9,6	16,8	26,4	40,8	60,0	69,6	79,2	81,6

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.

Исходные данные: Данные решения примера 2.

Найти: Номинальную мощность ветроэнергетической установки для автономного энергоснабжения объекта.

Решение:

1. Определим среднюю скорость ветра в регионе на основе данных метеослужб: $v = 3$ м/с

Аналогичный расчет может быть проведен с использованием других методик.

2. Среднесуточное энергопотребление объекта из примера 2.

$$E_{\text{сут}} = 20217 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Соответственно, $E_{\text{час}}$:

$$E_{\text{час}} = \frac{E_{\text{сут}}}{24} = \frac{20217}{24} = 842 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

$$P_{\text{спец}} = \frac{E_{\text{час}}}{1} = \frac{0,842}{1} = 842 \text{ Вт.}$$

Найдем подходящую ветроэнергетическую установку из таблицы 7. Имея в виду, что в континентальном климате лучше выбрать малые ветроустановки в связи с более продуктивной работой на слабых ветрах, выбираем ВЭУ-3 в количестве 15 шт.

$$15 \cdot P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спецИЛИ}}$$

$$15 \cdot 60 \geq 842$$

Проведем проверку. Общая суточная выработка каждой ВЭУ-3 будет

$$E_{\text{сутВЭУ}} = 1,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарная выработка пятнадцати ВЭУ-3:

$$E_{\text{сут2ВЭУ}} = 1,4 \cdot 15 = 21 \text{ кВт}\cdot\text{ч.} = 21000 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

Это удовлетворяет условиям выражения (2.1), поскольку

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

$$21000 \text{ Вт}\cdot\text{ч.} \geq 20217 \text{ Вт}\cdot\text{ч.}$$

4. Таким образом, в процессе расчетов в качестве энергогенерирующего оборудования выбрана ветроэнергетическая установка ВЭУ-3 в количестве 15 шт. Номинальная (установленная) мощность каждой установки составляет 3 кВт [10, 11].

Пример 4. 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 :

$$S_M = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (14)$$

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 (см. рисунок 18):

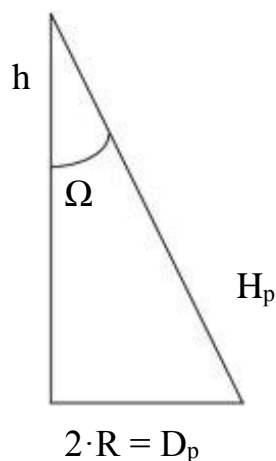


Рисунок 18 – Растяжка натянута под углом Ω к оси мачты

Диаметр, на котором расположены фундаменты растяжек (диаметр растяжек) D_p находится через длину мачты h (см. рисунок 18):

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega) \quad (15)$$

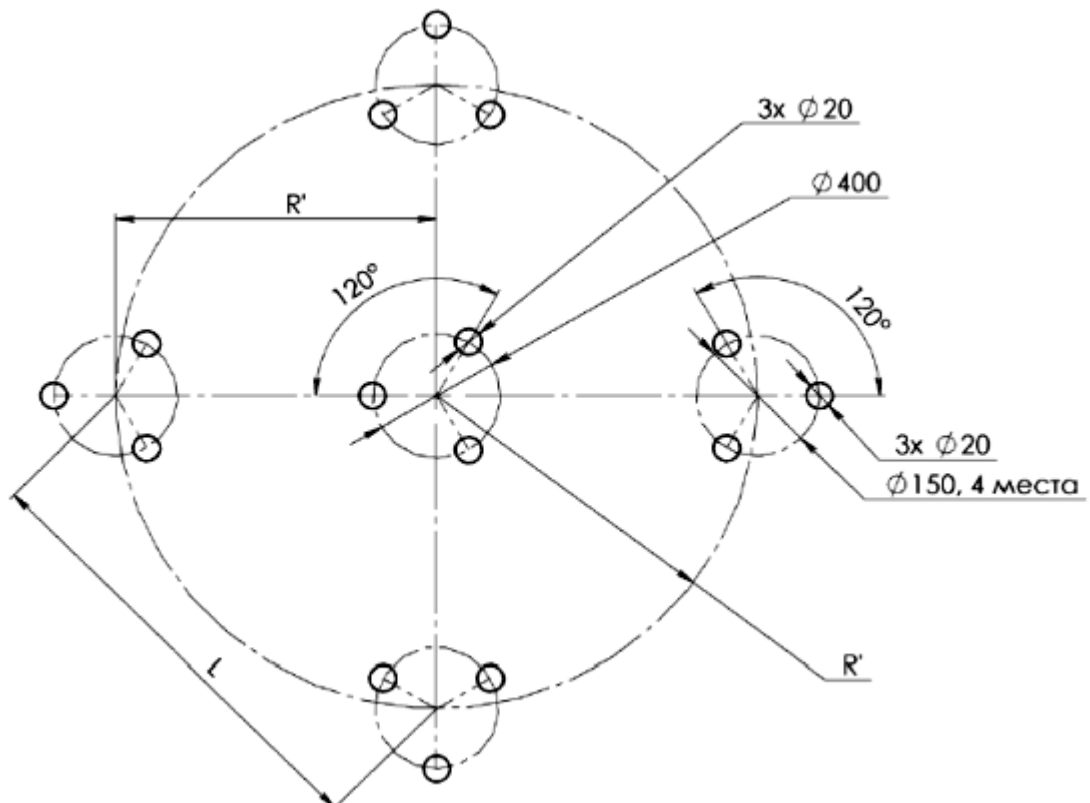


Рисунок 19 – Схема расположения фундаментов под мачту (в центре) и растяжки

Площадь, занимаемая растяжками, представляет собой треугольник (в случае когда растяжки три) или квадрат (когда растяжки четыре) согласно схеме расположения фундамента мачты и растяжек, рисунок 19.

Площадь, занимаемая растяжками, вычисляется как площадь вписанного в окружность $S_{окр}$ квадрата $S_{кв}$ со сторонами $L_{кв}$: [11, 12, 13]

$$S_p = S_{кв} = L_{кв}^2 = \frac{S_{окр}}{\pi \cdot 0,5} = \frac{\pi \cdot D_p^2}{\pi \cdot 4 \cdot 0,5} = \frac{D_p^2}{2} \quad (16)$$

Исходные данные: Диаметр трубы мачты $d=180$ мм; Высота мачты $h=12$ м; угол растяжки $\Omega=300$.

Найти: Площадь поверхности земли (территории), занимаемой ВЭУ.

Решение:

1. Определим площадь S_M , занимаемую мачтой:

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

2. Определим площадь S_p , занимаемую растяжками.

Диаметр растяжек по (15):

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

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

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

Пример 5. Аэродинамические параметры 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 [6, 7, 8, 9].

Методика расчета

1. Вычислить аэродинамическую мощность с помощью электрической мощности. Электрическая мощность ВЭУ $P_{\text{Э}}$ вычисляется через аэродинамическую мощность P_A через коэффициент использования энергии ветра ξ :

$$P_{\text{Э}} = \xi \cdot P_A, \text{ Вт} \quad (17)$$

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 коэффициент является идеальным и на практике недостижимым в связи с неизбежным наличием потерь: $\xi_{\text{ж}} = 0,593$ по Жуковскому-Бетцу (наиболее употребим в вычислениях); $\xi_{\text{с}} = 0,687$ 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 секунду:

$$P_A = \frac{m \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot v \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2}, \text{ Вт} \quad (18)$$

где P_A – 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 секунду, кг;

V – объем воздуха, проходящий через ротор за 1 секунду, м^3 ;

S – ометаемая площадь ротора (у горизонтально-осевых установок это площадь проекции ротора на плоскость, перпендикулярную оси вращения, 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), м^2 .

Таким образом, ометаемая площадь ротора S определяется однозначно из (16).

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

Для горизонтально-осевых роторов:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \text{ м}^2, \quad (19)$$

где π – безразмерная константа, равная 3,14;

D – диаметр ротора.

Для вертикально-осевых роторов:

$$S = D \cdot H, \text{ м}^2, \quad (20)$$

где D – диаметр ротора;

H – высота ротора.

На основе выражений (19) и (20) можно найти диаметр ВЭУ. Необходимо отметить, что параметры ротора вертикально-осевой ветроэнергетической установки определяются неоднозначно, поэтому для определения соотношения диаметра D и высоты H необходимы дальнейшие вычисления [6, 7, 8, 9].

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

$$S_{\text{реал}} = S \cdot 1,33 \text{ м}^2, \quad (21)$$

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

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 17 находим идеальную аэродинамическую мощность P_A при идеальном КИЭВ по Жуковскому:

$$P_A = \frac{P_{\text{э}}}{\xi} = \frac{3000}{0,593} = 5059 \text{ Вт} \quad (\text{идеальный вариант})$$

$$P_A = \frac{P_{\text{э}}}{\xi} = \frac{3000}{0,4} = 7500 \text{ Вт} \quad (\text{идеальный вариант})$$

2. Из формулы 18 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. Из формулы 19 находим диаметр ротора D :

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

Вывод: приведенная модель расчёта позволяет определить следующие параметры ВЭУ: Расчет пиковой мощности и потребляемой энергии, Определение номинальной мощности ВЭУ, Определение площади, занимаемой ВЭУ Расчет параметров ротора ВЭУ. Благодаря этим расчётам мы можем выбрать какой по мощности ветрогенератор нам стоит выбрать, а также его размеры. Изготовление ВЭУ реально, применение целесообразно.

Расчёты приведены теоретические и возможна погрешность 5%.

Пример 6. Растёт мощности генератора ВЭС.

1) Определим расчётную мощность ветрогенератора $P_{\text{расч. ген.}}$

$$P_{\text{расч. ген.}} = 0,000481 \cdot D^2 \cdot V_{\text{в}}^3 \cdot \xi \quad (22)$$

$$P_{\text{расч. ген.}} = 0,000481 \cdot 15^2 \cdot 15^3 \cdot 0,35 = 127,8 \text{ кВт}$$

2) Определим расчётную мощность генератора с поправкой на плотность воздуха (климатические, географические условия местности).

$$P_t = P_{расч. ген.} \cdot \frac{B \cdot 273 + 15}{B \cdot 273 + t} = 127,8 \cdot \frac{715 \cdot 273 + 15}{715 \cdot 273 - 11} = 138 \text{ кВт} \quad (23)$$

3) Мощность генератора с учётом КПД определяется по формуле:

$$P_{расч. ген.} = P_t \cdot \eta_{ген.} \quad (24)$$

$$P_{расч. ген.} = 138 \cdot 0,84 = 115,9 \text{ кВт.}$$

Принимаем ветроэнергетическую установку типа «Гюрза» - ГРЗ – 150.

Таблица 8 – Технические данные ГРЗ - 150.

Вид параметров	Показатели
Наименьшая мощность, кВт	150
Количество лопастей	3
Диаметр ветроколёс, м	
ВК 1	17
ВК2	17 (23)
Число ветроколёс	2
Допустимая скорость ветра, м/с	52

На рисунках 20 и 21 приведена структурная или технологическая схема и общий вид выбранной ВЭС.

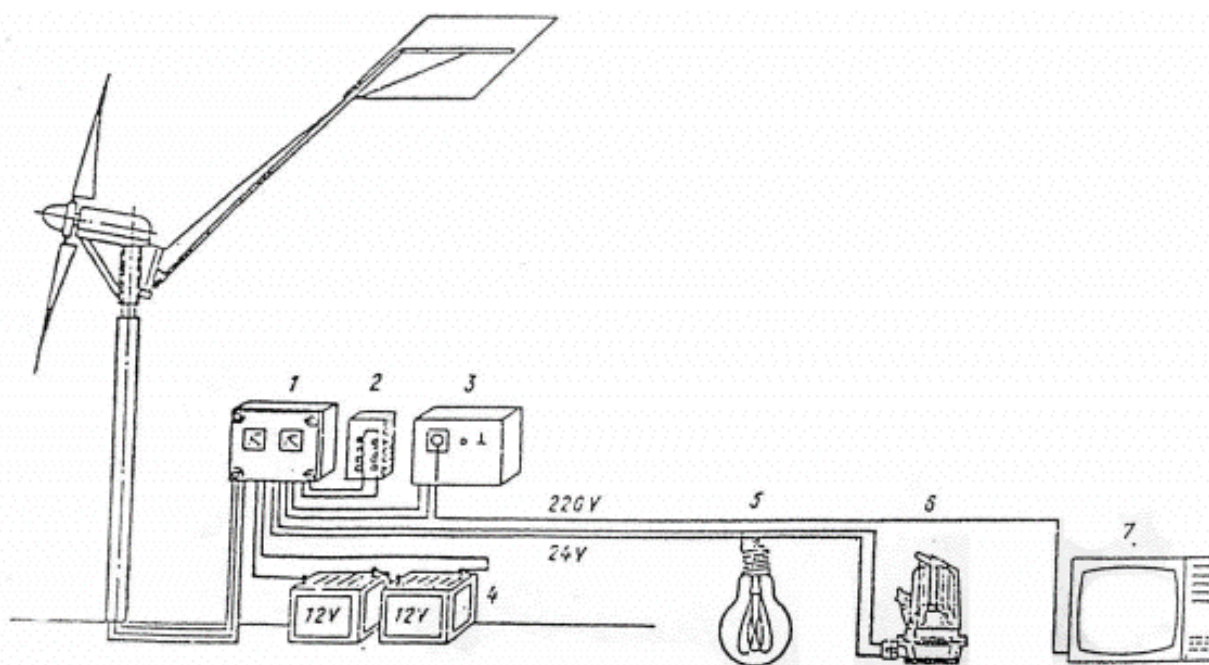


Рисунок 20 – Структурная схема системы ВЭС. 1 – блок управления, 2 – балластное сопротивление, 3 – инвертор, 4 – аккумуляторная батарея, 5 –

освещение, бытовые электроприборы, 6 – водяные насосы, 7 – теле- и радиоаппаратура на 220 В.

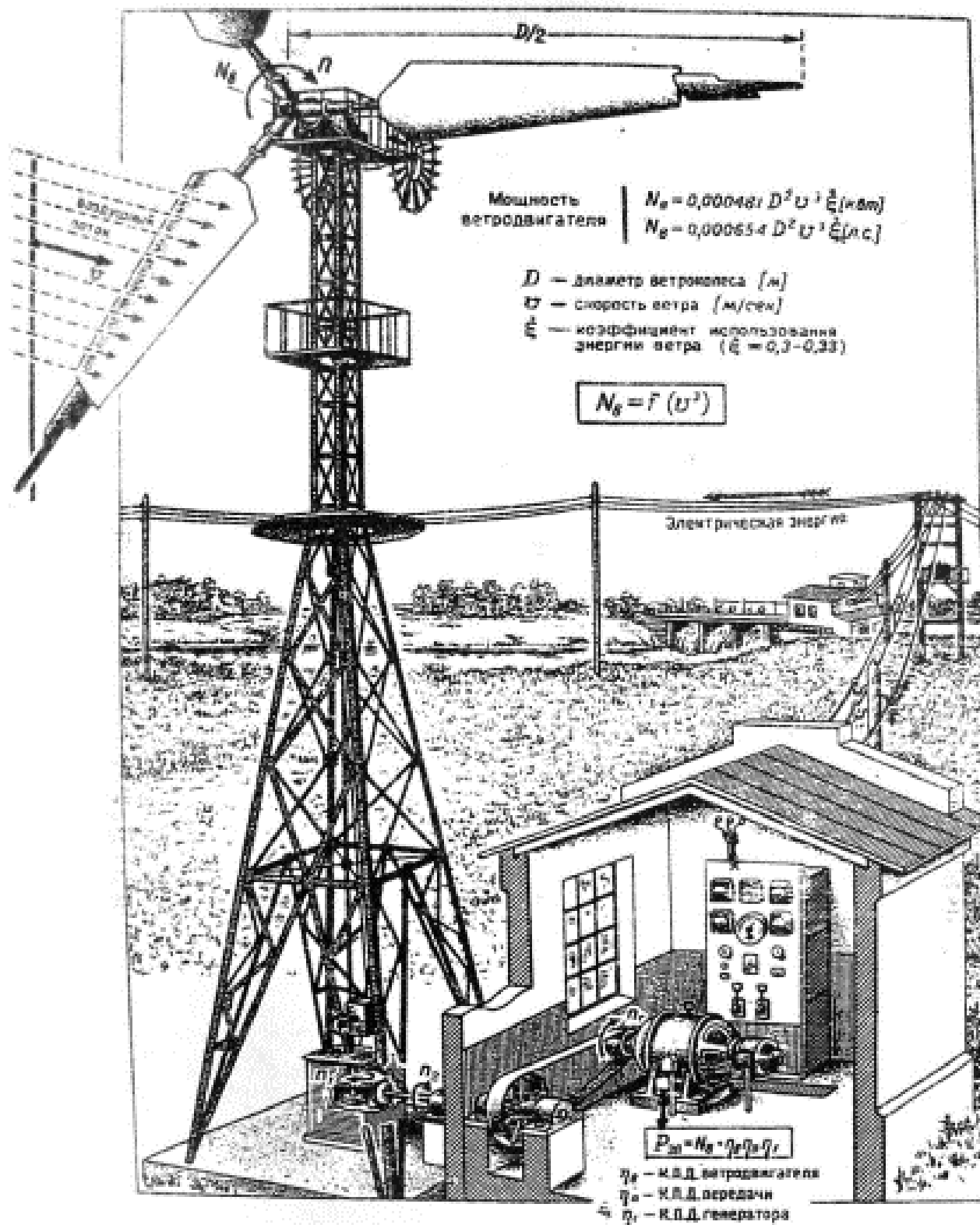


Рисунок 21 – Ветроэлектрическая станция.

1.3 Теория, расчёт и выбор ФЭС

Варианты построения фотоэлектростанций. Солнечные фотоэлектрические станции (СЭС, ФЭС, PV farms или PV plants) – это один из видов электростанций, генерирующий электричество путем непосредственного преобразования энергии солнечного излучения в электроэнергию.

Для надежного обеспечения потребителя электричеством с использованием солнечной энергии в состав ФЭС кроме фотоэлектрических панелей (ФП) входит ряд дополнительных элементов, состав которых во многом зависит от типа и назначения солнечной электростанции.

Различают два основных типа солнечных фотоэлектрических систем:

- автономные системы;
- системы, работающие параллельно с сетью.

Автономная ФЭС, кроме солнечных панелей, как правило, содержит аккумуляторные батареи (АБ) и контроллер заряда/разряда. При необходимости электроснабжения потребителей, требующих стандартного напряжения 220/380 В переменного тока, в состав ФЭС необходимо включить инвертор (см. рисунок 22).

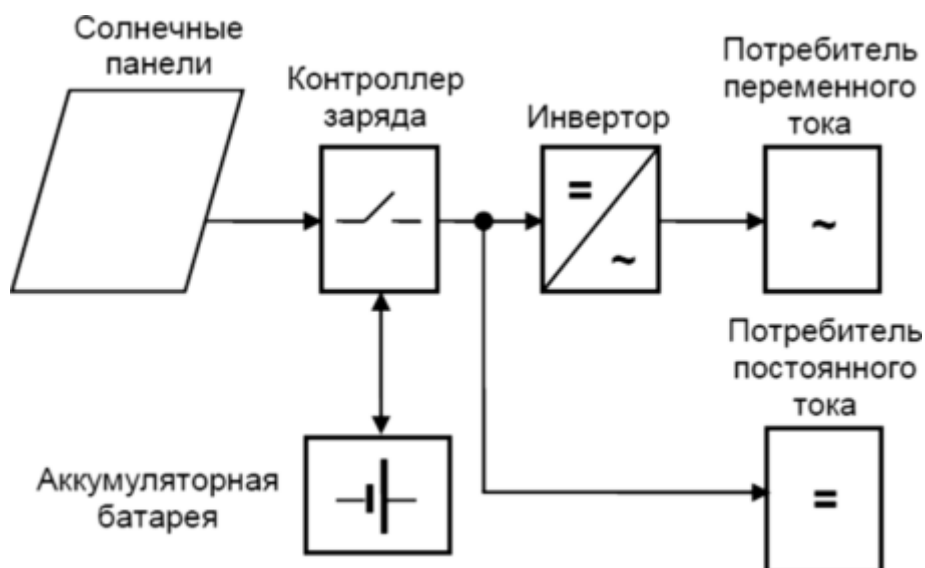


Рисунок 22 – Автономная фотоэлектрическая система электроснабжения

Параметры элементов ФЭС (тип и количество ФП, емкость АБ, мощность инвертора), а соответственно, и ее стоимость зависят от многих факторов: состава электрической нагрузки и среднесуточного электропотребления, характера работы ФЭС (сезонный или круглогодичный), среднемесячного прихода солнечной радиации и числа последовательных дней без солнца в месте установки фотоэлектрических модулей, системы ориентации солнечных панелей на солнце и некоторых других факторов.

Так как ФП способны вырабатывать электроэнергию только в светлое время суток, величина их установленной мощности должна выбираться с расчетом на то, что запасенной за день энергии хватит на гарантированное

обеспечение потребителей в течение суток. Это приводит к необходимости значительно увеличивать установленную мощность ФП и емкость аккумуляторов.

Очевидным недостатком автономных ФЭС является потеря излишков энергии в режимах малых нагрузок. В большинстве стандартных автономных фотоэлектрических систем солнечная батарея просто отключается, когда аккумуляторы полностью заряжены. Можно использовать избытки энергии на балластных сопротивлениях для подогрева воды или воздуха, что позволяет несколько повысить эффективность полезного использования генерируемой энергии, однако проблема полностью не решается.

Серьезным недостатком автономных ФЭС является необходимость использования аккумуляторных батарей, работающих в циклическом режиме. Число рабочих циклов распространенных кислотно-свинцовых аккумуляторов невелико (1500-2000), что требует их частой замены. Применение промышленных аккумуляторов с большим сроком службы, например никель-кадмиевых или литий-ионных, требует значительного увеличения финансовых вложений на построение энергетической системы.

Кроме того, необходимо учитывать, что в аккумуляторах также имеют место потери энергии. В лучшем случае эффективность процессов заряда-разряда аккумуляторов составляет 90 %, и она ухудшается по мере их старения.

Использование ФЭС при наличии сети позволяет избежать многих, если не всех, недостатков автономных систем. По сути, сеть является большим аккумулятором со 100%-м КПД, который может принять все излишки энергии.

Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции приведена на рисунке 23. Электрическая сеть может быть как децентрализованной, так и локальной, образованной дизельной электростанцией.

В состав сетевой фотоэлектрической системы, кроме солнечных батарей, также обычно входят:

- сетевые инверторы, преобразующие постоянный ток, генерируемый солнечными панелями, в переменный;
- контроллеры максимального отбора мощности с солнечных батарей;
- система мониторинга, позволяющая отслеживать параметры рабочего режима солнечной электростанции;
- централизованная сеть - линия электропередач, к которой подсоединена электростанция;
- собственные потребители электроэнергии (промышленные или бытовые электроприборы).

В свою очередь, сетевые ФЭС по способу построения подразделяются на два основных типа:

- без аккумуляторных батарей;
- с аккумуляторными батареями.

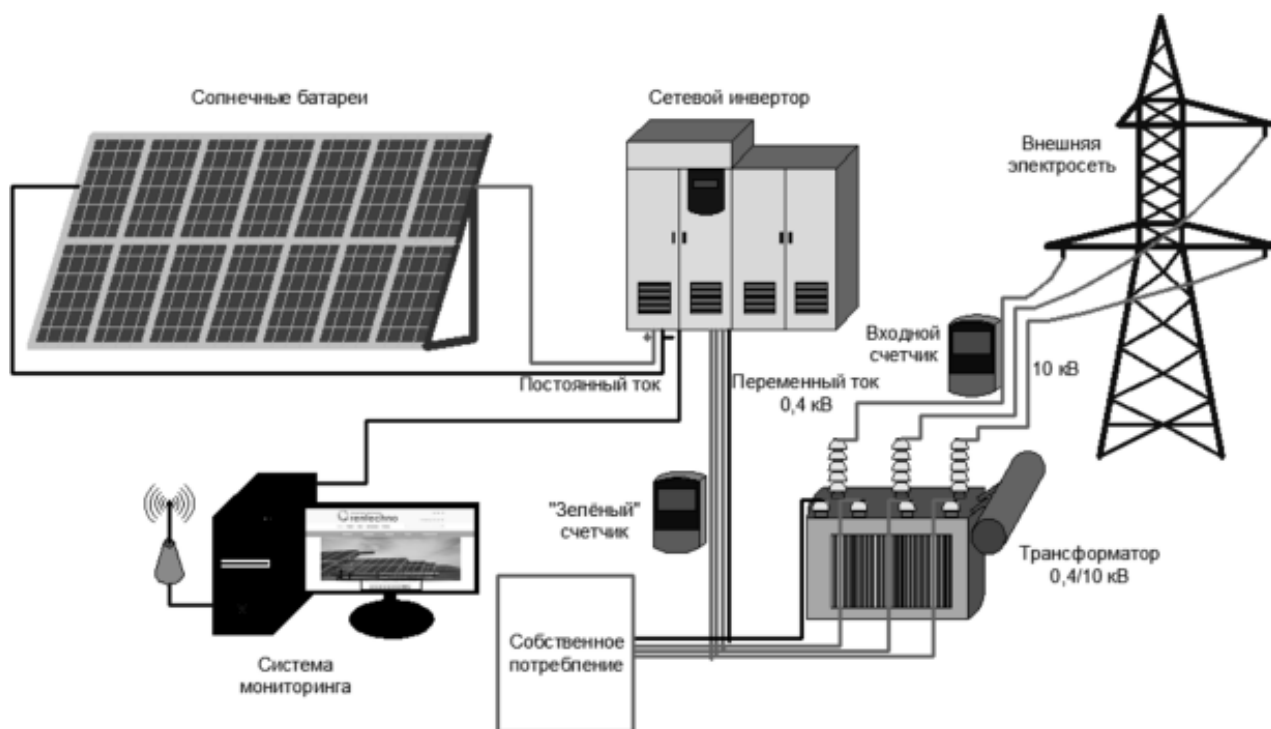


Рисунок 23 – Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции

На практике наибольшее распространение получили фотоэлектрические системы без аккумуляторных батарей. Безаккумуляторные ФЭС очень надежны и практически не требуют обслуживания. Кроме того, они обладают максимальной эффективностью использования энергии от солнечных батарей - от 90 до 98 %. В таких системах применяются специальные инверторы, ведомые сетью, которые используют сеть для формирования опорного напряжения для их запуска и синхронизации.

Недостатком подобных систем является прекращение питания потребителей при отключении центральной сети. Так как сетевые инверторы вырабатывают напряжение, идентичное сетевому, то при его потере инвертор перестает работать. Прекращение генерации сетевых инверторов при пропадании напряжения в сети связано также с обеспечением безопасности при проведении ремонтных работ (необходимо обеспечить отсутствие напряжения на линии, если подача напряжения отключена электриком на подстанции).

Для локальных систем электроснабжения на основе дизельных электростанций дополнительными ограничениями на использование сетевых ФЭС являются невозможность отключения ДЭС и требование обеспечения потребителей электрической мощностью ДЭС не менее 40 % от мощности гибридной солнечно-дизельной электростанции.

При ненадежной электрической сети применяют ФЭС с аккумуляторными батареями, которые являются гораздо более сложными, но позволяют создавать системы бесперебойного электроснабжения потребителей.

Мощность инвертора в таких системах определяется по суммарной мощности нагрузки, которую нужно питать во время аварий в сети, а

длительность аварий определяет емкость АБ и установленную мощность солнечной батареи.

Для обеспечения максимально эффективной работы аккумуляторная фотоэлектрическая система, соединенная с сетью, требует использования специализированного автономного (батарейного) инвертора. Возможны 3 варианта построения таких систем [14]:

1. Солнечные батареи заряжают АБ через контроллер заряда, а затем энергия через инвертор передается в нагрузку или сеть.

2. Солнечные батареи работают на сетевой фотоэлектрический инвертор, от которого питается нагрузка, излишки энергии идут на заряд аккумуляторов, и если АБ заряжены, то направляются в сеть.

3. Гибридная система, включающая элементы обоих вышеперечисленных типов.

Структурная схема сетевой фотоэлектрической системы с контроллером заряда приведена на рисунке 24.

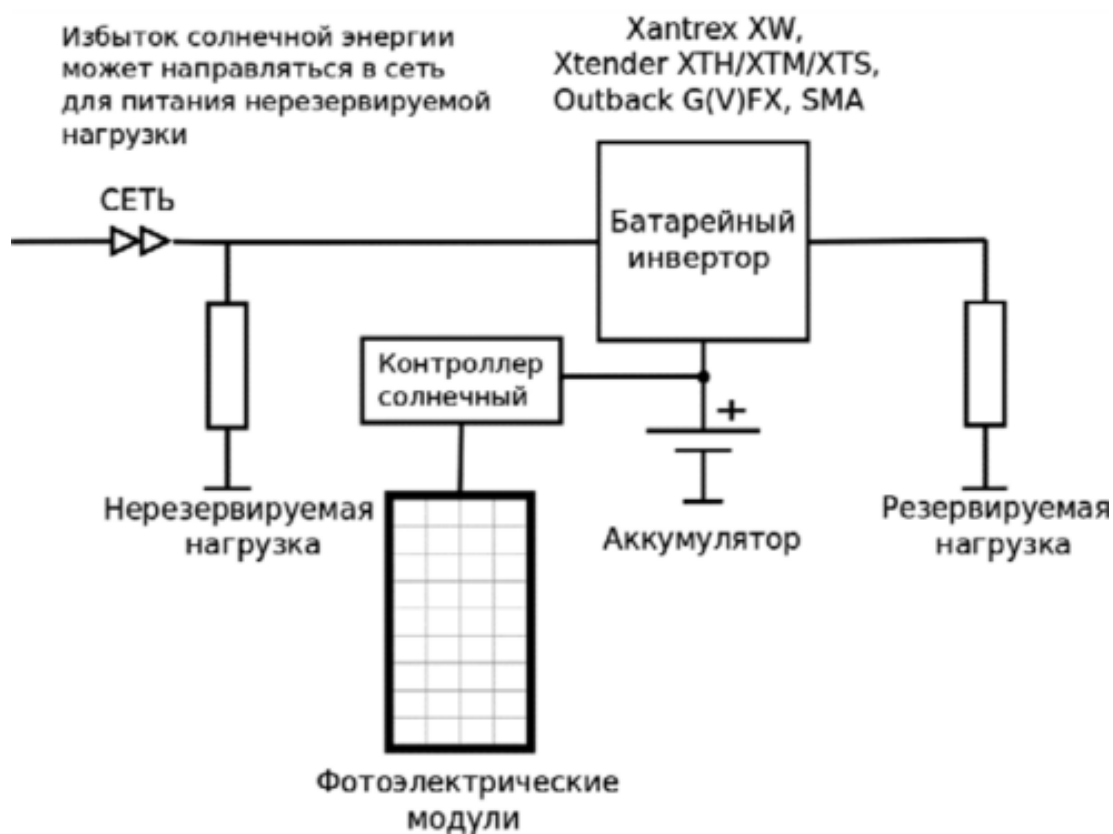


Рисунок 24 – Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с контроллером заряда постоянного тока

Данный вариант построения системы является наиболее простым и распространенным. В данной системе заряд аккумуляторов от солнечных батарей производится через контроллер заряда постоянного тока.

При использовании стандартного источника бесперебойного питания (ИБП) при наличии сети заряд аккумуляторов происходит от сети, и солнечные

батареи практически не используются. Для максимального использования энергии, вырабатываемой солнечными батареями, применяют контроллер МРРТ и специальный инвертор с функцией передачи электроэнергии в нагрузку или сеть при напряжении на АБ выше заданного. В этом случае, даже если АБ полностью заряжены, энергия от ФП направляется в нагрузку, тем самым уменьшая потребление от сети.

Если нагрузка потребляет меньше энергии, чем вырабатывают солнечные батареи, такой инвертор может или направлять излишки в сеть, или уменьшать выработку солнечных батарей за счет повышения напряжения на аккумуляторах [14].

Достоинствами таких систем является возможность использования энергии солнца как при наличии сети, так и во время отключений; возможность восстановления работы при длительных перерывах в электроснабжении и глубоком разряде аккумуляторов путем заряда АБ от ФП.

К недостаткам следует отнести двойное преобразование солнечного электричества, что приводит к дополнительным потерям в контроллере, инверторе, частично в аккумуляторах; циклический режим работы аккумуляторов при перерывах в централизованном электроснабжении, что приводит к их быстрому износу.

Для построения ФЭС данного типа могут быть использованы следующие модели инверторов: Xtender XTH/XTM, SMA Sunny Island, Xantrex XW, RichElectric CombiPlus, Outback GFX/GVFX и др.

При авариях в сети инвертор начинает преобразовывать энергию от аккумуляторов. Если солнечные батареи подключены через контроллер заряда к аккумуляторам, то инвертор использует солнечное электричество и, если его не хватает, энергию из аккумуляторов. Если солнечной энергии больше, чем нужно для потребителей, она идет на заряд аккумуляторов.

Фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на входе ИБП представлена на рисунке 25.

Достоинствами данной схемы построения ФЭС является возможность применения сетевого и автономного инверторов с минимальным набором опций, широко представленных на рынке многочисленными производителями. Аккумуляторы все время находятся в заряженном состоянии, эксплуатируются в буферном режиме и используются только при отключениях сетевого электричества.

ФЭС такого типа целесообразно использовать в системах электроснабжения, в которых основное потребление солнечного электричества имеет место днем, а отключения централизованного электроснабжения редкие и недолгие.

В дневное время суток сетевой инвертор обеспечивает энергией всех потребителей, в том числе и резервируемых. Излишки энергии направляются в общую сеть только в тех случаях, если потребление меньше, чем генерируют солнечные батареи, при этом энергия солнца используется и на заряд АБ.

Эффективность сетевых инверторов, как правило, составляет более 90 %, что обеспечивает хорошие энергетические показатели всей системы электроснабжения. Единственным недостатком является прекращение использования энергии солнца при авариях в сети.



Рисунок 25 – Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на входе ИБП

Мощность ИБП в таких системах выбирается по мощности резервируемой нагрузки и не зависит от мощности солнечных батарей. Мощность сетевого инвертора может быть как больше, так и меньше мощности ИБП. Для обеспечения восстановления системы при глубоком разряде аккумуляторов в схеме электростанции можно предусмотреть небольшую солнечную батарею, которая подключается к АБ через контроллер заряда (показан пунктиром). Если отключения кратковременные, то данные элементы можно не использовать.

Наиболее универсальными являются фотоэлектрические системы с сетевым инвертором на выходе ИБП (см. рисунок 26). В данной схеме построения электростанции также используется высокоэффективный сетевой инвертор, но, в отличие от предыдущей схемы, при отсутствии напряжения сети солнечные батареи продолжают питать резервируемую нагрузку и заряжать аккумуляторы.

В нормальном режиме, при наличии напряжения в сети, сетевой инвертор снабжает энергией резервируемую нагрузку, при этом КПД преобразования инвертора очень высокий - более 90-95 %. Если нагрузка потребляет меньше, чем вырабатывают солнечные батареи, излишки энергии идут на заряд аккумуляторов. Если нагрузка потребляет больше - то недостающая энергия берется из сети. После полного заряда аккумуляторов излишки энергии направляются в общую сеть и питают остальную нагрузку.

При аварии в сети ИБП переключается на работу от аккумуляторов и обеспечивает одновременно опорное напряжение для сетевого инвертора. Поэтому энергия солнца продолжает использоваться и при авариях в сетях. Как и при наличии сети, излишки солнечного электричества направляются на заряд аккумуляторов.



Рисунок 26 – Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на выходе ИБП

Если напряжение в сети не пропало, но вышло за пределы допустимого, то инвертор отключается от такой сети и продолжает питать ответственную нагрузку качественным током - от СБ и от АБ. Нагрузка, подключенная до инвертора, питается тем напряжением, которое есть в сети.

Достоинствами системы является эффективное использование аккумуляторных батарей (работа в буферном режиме), эффективное использование возобновляемой солнечной энергии, возможность восстановления при глубоком разряде аккумуляторов при использовании

небольшой СБ, подключенной к АБ через контроллер заряда (показан пунктиром).

К недостаткам следует отнести необходимость применения специальных гибридных автономных инверторов, которые могут заряжать АБ с выхода, а также направлять излишки солнечной энергии в сеть. Такой инвертор должен или давать сигнал на отключение сетевого инвертора, или повышать частоту на выходе для управления сетевым инвертором (большинство сетевых инверторов прекращают работу при выходе параметров частоты за заданные пределы). Для построения таких систем необходимы модели инверторов, обеспечивающие выполнение вышеперечисленных функций, например Steca Xtender ХТН/ХТМ, SMA Sunny Island, Xantrex ХW, RichElectric CombiPlus и др.

Выполненный сравнительный анализ схем построения ФЭС показывает, что применение сетевых инверторов и схем включения, показанных на рисунках 25 и 26, в большинстве случаев повышает эффективность системы, особенно если большая часть солнечной энергии потребляется в дневное время. Применение специальных ИБП с возможностью заряда АБ с выхода позволяет использовать сетевые фотоэлектрические инверторы даже во время перерывов в электроснабжении от централизованной сети.

Проведенный анализ показал, что схемы построения фотоэлектрических систем достаточно разнообразны и требуют применения специализированного энергетического оборудования. При этом эффективность всей энергетической системы будет во многом определяться составом и характеристиками используемого энергетического оборудования.

Одной из ведущих мировых компаний по разработке, производству и реализации энергетического оборудования и приборов для построения различных систем энергоснабжения является SMA Solar Technology AG [14].

Технологии SMA, разработанные с использованием последних достижений в области электроники, позволяют получить максимальную эффективность от автономных, сетевых и резервных систем энергоснабжения на основе как традиционных, так и альтернативных источников энергии. Как технологический лидер, SMA Solar Technology разрабатывает и производит высокоэффективные инверторы от 2 до 1000 кВт для установок любого размера, всех классов мощности и спецификаций. Линейка основной продукции компании SMA представлена в таблице 9.

Основным направлением деятельности компании SMA является разработка и производство инверторов. Инвертор является технически наиболее важным компонентом любой энергетической системы, в которой используются генерирующие установки на постоянном токе, такие как солнечная батарея, ветрогенератор, инверторная ДЭС и др.

Инвертор – преобразователь напряжения - устройство, которое преобразует постоянный ток в переменный ток с заданными параметрами (напряжение, частота).

Таблица 9 – Линейка продукции компании SMA Solar Technology AG

	Торговая марка, диапазон мощностей	Назначение	Область применения
	SUNNY BOY 1.6 to 8 kW	Сетевые однофазные инверторы	Для индивидуального частного применения в системах, мощностью до 20 кВт
	SUNNY MINI CENTRAL 5 to 11 kW SUNNY TRIPOWER 10 to 20 kW	Сетевые трехфазные инверторы	Для коммерческих энергетических систем, мощностью от 10 кВт до 1 МВт
	SUNNY CENTRAL 250 to 1600 kW	Центральные сетевые инверторы	Для применения в промышленных электростанциях большой мощности
	SUNNY ISLAND 2 to 8 kW	Автономные инверторы	Для индивидуального применения и коммерческих систем, мощностью до 300 кВт
	SUNNY BACKUP 2 to 5 kW	Источники бесперебойного питания	Автономные и резервные системы электроснабжения, мощностью до 100 кВт
	MONITORING SYSTEMS	Системы мониторинга	Контроль режимов работы фото энергетических систем

Кроме того, как интеллектуальная система он контролирует и управляет работой всей энергетической системы. Инверторы SMA характеризуются

высокой эффективностью. Например, разработанный компанией инвертор Sunny Mini Central имеет эффективность более 98 %.

SMA предлагает разнообразные модели инверторов, которые можно разделить по трем важным характеристикам: мощность, способ включения на стороне постоянного тока (DC) и топология электрической схемы.

Важной технической характеристикой инверторов является способ включения на стороне постоянного тока, который определяет возможные варианты соединения фотоэлектрических модулей с инвертором. Данная проблема вызвана тем, что во многих (особенно крупных) фотоэлектрических станциях солнечная батарея может содержать несколько массивов фотоэлектрических модулей, которые имеют разную освещенность, и даже различный тип, а соответственно, и разные энергетические характеристики. Для максимального использования энергии солнца компания SMA разработала специальные многозвенные инверторы.

Многозвенные инверторы имеют два или более звеньев входов, каждый из которых имеет свой собственный трекер поиска точки максимальной мощности (MPPT tracker) (см. ниже). Особый интерес представляет массив из фотоэлектрических модулей с множеством частичных поверхностей, которые направлены в различных направлениях или частично затенены.

Главные инверторы имеют только один трекер поиска максимальной мощности, несмотря на более высокое значение выходной мощности. Они особенно хорошо подходят для крупномасштабной фотоэлектрической станции с однородным массивом фотоэлектрических модулей.

С точки зрения топологии электрической принципиальной схемы принято различать однофазные и трехфазные инверторы и устройства с трансформаторами и без. В большинстве фотоэлектрических установок малой мощности используются однофазные инверторы. Однако, если мощность электростанции превышает определенный уровень, необходимо использовать систему с несколькими однофазными инверторами или трехфазный инвертор. Таким образом, нагрузка трехфазной распределительной сети будет уравновешена.

Трансформатор служит для гальванической развязки между фотоэлектрической установкой и распределительной электрической сетью (что является обязательным в некоторых странах) и позволяет заземлять фотоэлектрический модуль (необходимое условие работы некоторых типов фотоэлектрических модулей). Использование бестрансформаторных инверторов предпочтительно, т. к. они имеют, как правило, меньшие массогабаритные показатели и, кроме того, обладают большим КПД.

Одной из важнейших задач инвертора является поддержание оптимального уровня вырабатываемой фотоэлектрическими модулями мощности.

В зависимости от температуры и интенсивности падающего излучения всегда существует точное соотношение между силой электрического тока и

напряжением, позволяющее фотоэлектрическому модулю вырабатывать максимальную мощность. Это также называется точкой максимальной мощности.

Поскольку температура и интенсивность падающего излучения постоянно меняются (особенно при прохождении облаков), система управления инвертором должна постоянно отслеживать точку максимальной мощности для того, чтобы фотоэлектрические модули вырабатывали максимально большое количество электрической энергии. Для этой цели используется программа, которая называется «Трекер максимальной мощности». Многозвенные инверторы имеют в своем составе несколько трекеров максимальной мощности, чтобы по-разному скомпонованные звенья работали независимо.

Помимо солнечной батареи инвертор также контролирует распределительную электрическую сеть, к которой он подключен. Если выходное напряжение и частота не соответствуют заданным предельным значениям, то произойдет отключение фотоэлектрической станции от сети или будет производиться траверса сети для обеспечения безопасности, в зависимости от потребностей местного оператора сети. Однако, если имеется небольшое увеличение частоты, инвертор соответственно снизит свою мощность, чтобы обеспечить требования, предъявляемые к сети.

Кроме того, в большинстве случаев почти каждый SMA-инвертор имеет устройство, которое может безопасно прерывать ток от фотоэлектрических модулей. Фотоэлектрические модули функционируют, когда на них падает свет, и не могут быть отключены. Отключение кабеля инвертора во время работы может привести к возникновению опасных электрических дуг, которые не гаснут из-за постоянного тока.

Инверторы SMA соответствуют классу защиты IP65, что позволяет эксплуатировать их на открытом воздухе. Для охлаждения электронных компонентов устройства компания SMA разработала специализированную и высоконадежную систему охлаждения OptiCool.

Все модели инверторов, выпускаемых компанией SMA, можно разделить на две большие группы: сетевые и автономные (батарейные).

Сетевые солнечные инверторы SMA предназначены для прямого сопряжения фотоэлектрических модулей с сетью переменного тока. К сетевым относятся линейки моделей инверторов SUNNY BOY, SUNNY MINI CENTRAL и SUNNY TRIPOWER, которые преобразовывают постоянный ток, производимый солнечными модулями, в переменный, стандартной частотой и амплитудой, и направляют его в сеть. Сетевые инверторы SMA имеют высокий КПД (до 99 %) и исполнены в защищенном корпусе для различных условий эксплуатации.

Самые популярные, эффективные и удобные солнечные инверторы SUNNY BOY компании SMA оптимально подходят для использования в малых и средних фотоэлектрических системах. Солнечные инверторы SMA SUNNY BOY предназначены для работы как в солнечных фотоэлектрических системах,

работающих параллельно с сетью централизованного электроснабжения, так и в резервных и автономных системах электропитания совместно с инверторами Sunny Backup, Sunny Island.

Инверторы SUNNY BOY оснащены функцией отслеживания максимальной мощности OptiTrac MPP, благодаря которой они всегда работают в оптимальном режиме, даже при резких переменах погодных условий, надежно преобразуя солнечную энергию с максимальной эффективностью. Интегрированная система отключения нагрузки ESS DC упрощает установку и в то же время снижает общую стоимость фотоэлектрической системы.

Высокий КПД инверторов SMA SUNNY BOY обеспечивает максимальную производительность системы и гибкость в ее планировании.

Солнечные инверторы SMA SUNNY MINI CENTRAL - высокоэффективные преобразователи солнечной энергии с КПД до 98 %, подходят для построения солнечных энергетических систем средней мощности от 15 кВт и выше.

Инверторы SUNNY MINI CENTRAL оснащены множеством функций, повышающих возможности и производительность системы, а также упрощающих их установку. Функция отслеживания максимальной мощности OptiTrac MPP позволяет инверторам SUNNY MINI CENTRAL всегда работать в оптимальном режиме, даже при резких переменах погодных условий, надежно преобразуя солнечную энергию с максимальной эффективностью. Интегрированная система отключения нагрузки ESS DC упрощает установку и в то же время снижает общую стоимость фотоэлектрической системы. Литой алюминиевый корпус и система активного контроля температуры OptiCool позволяют устанавливать инверторы непосредственно возле солнечных панелей, тем самым снижая стоимость кабельных линий, а также эксплуатировать солнечные инверторы в любых климатических условиях.

Наличие в серии инверторов SUNNY MINI CENTRAL преобразователей с гальванической развязкой и бестрансформаторных инверторов позволяет подобрать их для различных типов подключений, например кристаллических или тонкопленочных модулей. Также в сочетании с балансировкой мощности SMA, SUNNY MINI CENTRAL идеально подходят для трехфазных систем; благодаря компенсации реактивной мощности они поддерживают стабильность сети и могут быть использованы в различных по масштабам проектах фотоэлектрических установок.

Модели: SMC 4600A / SMC 5000A / SMC 6000A / SMC 6000TL / SMC 7000TL / SMC 8000TL и др.

Солнечные инверторы SMA SUNNY TRIPOWER - передовые высокоэффективные преобразователи солнечной энергии для построения фотоэлектрических станций мощностью до многих мегаватт.

Благодаря технологии Optiflex с двумя входами MPP и широкому диапазону входного напряжения инверторы SMA SUNNY TRIPOWER

являются высоко адаптивными устройствами, подходя практически для всех существующих конфигураций. Система безопасности Optiprotect с самонастраивающейся функцией выявления неисправностей, электронным предохранителем и встраиваемым разрядником защиты от перенапряжения в цепи постоянного тока (тип II) обеспечивает высочайшую эксплуатационную надежность. Передача данных через Bluetooth®, а также через SMA WebConnect напрямую на Sunny Portal, без дополнительных устройств, позволяет постоянно отслеживать производительность системы через Интернет.

Модели: STP 5000TL / STP 6000TL / STP 7000TL / STP 8000TL / STP 9000TL / STP 8000TL / STP 10000TL / STP 12000TL / STP 15000TL / STP 17000TL / STP 15000TL / STP 20000TL ECONOMIC EXCELLENCE / STP 20000TL HIGH EFFICIENCY и др.

К серии автономных (батарейных) инверторов относятся линейки моделей SUNNY ISLAND и SUNNY BACKUP.

Инверторы SUNNY ISLAND - это двунаправленные преобразователи напряжения, которые объединяют в себе 3 устройства - инвертор, зарядное устройство и автоматическое реле переключения нагрузки. Они предназначены для автономных и резервных систем электропитания повышенной надежности. Инверторы имеют идеальную синусоидальную форму выходного напряжения, высокие перегрузочные характеристики, малое энергопотребление в режиме ожидания и холостого хода, а также высокую эффективность - до 95 %.

Инверторы SUNNY ISLAND, в сочетании с аккумуляторными батареями, позволяют формировать автономную сеть переменного тока, которая отвечает самым высоким стандартам качества. В системах на базе инверторов SUNNY ISLAND генераторы и потребители электроэнергии интегрированы в сеть в равной мере. Фотоэлектрические и ветросистемы, топливные генераторы и микроГЭС или ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) могут быть соединены на стороне переменного тока 220 вольт так же, как обычные потребители. Таким образом, автономные сети на инверторах SUNNY ISLAND имеют два решающих преимущества: в системе планирования и конфигурирования автономной сети переменного тока можно достичь высокой степени гибкости, подстраиваясь под изменяющиеся со временем задачи, в то же время для установки систем не требуется соединений и кабелей по стороне постоянного тока.

Инверторы поддерживают параллельную работу до четырех устройств на одной фазе или трех устройств на трех фазах без дополнительных сопрягающих устройств. Для более мощных систем, вплоть до 300 кВт, требуется применение дополнительных сопрягающих устройств - Multicluster Box.

Инверторы SMA имеют алгоритм управления зарядом и разрядом аккумуляторной батареи по степени заряженности SOC (State of charge). Благодаря SOC у SUNNY ISLAND высокоинтеллектуальное управление зарядом аккумуляторных батарей и надежная защита от глубокого разряда, что позволяет значительно увеличить срок службы аккумуляторов.

Для управления внешними устройствами инверторы SUNNY ISLAND имеют 2 управляющих релейных контакта, работу которых можно запрограммировать на различные события. Эти контакты интегрированы в инверторы и значительно расширяют возможности систем электроснабжения, построенных на базе SUNNY ISLAND. Широкие возможности программирования также позволяют осуществить гибкую настройку режимов работы системы бесперебойного электроснабжения, повысить надежность ее работы и обеспечить долговечность элементов системы. Мониторинг и настройка инверторов SUNNY ISLAND осуществляется с помощью встроенного модуля управления.

Модели: SUNNY ISLAND 5048 / 5048-US, SUNNY ISLAND 2012 / 2224, SUNNY ISLAND 4548-US / 6048-US.

Особенности:

- для систем от 2 до 300 кВт (для соединения более 3 инверторов SUNNY ISLAND требуется дополнительное устройство - Multicluster Box);
- 1- и 3-фазные соединяемые параллельно и модульно расширяемые системы;
- форма выходного напряжения - чистая синусоида;
- функция поиска нагрузки в режиме ожидания («спящий режим» для экономии энергии аккумуляторов);
- интеллектуальное управление батареей для обеспечения максимального срока службы аккумуляторов (управление по SOC);
- запись данных и событий на SD карту;
- OptiCool – система активного охлаждения.

Системы резервного питания с инверторами SUNNY BACKUP Set S/M/L/XL - это системы, позволяющие использовать солнечную энергию от сетевых инверторов даже в случае отсутствия сети. Система SUNNY BACKUP позволяет решить задачу совместимости автономных и сетевых систем. В дополнение к фотоэлектрическим элементам система SUNNY BACKUP автоматически включается в течение 20 миллисекунд на работу от аккумуляторных батарей, после того как в сети пропадает напряжение. В этом режиме она создает автономную сеть для работы grid-tie инверторов, благодаря обратимости работы инверторов Sunny Backup SBU позволяет зарядить от инверторов Sunny Воу аккумуляторные батареи для резервного питания и может поддерживать автономную работу объекта в течение длительного времени. Преимущества системы SUNNY BACKUP перед более простыми автономными или резервными системами электроснабжения лежат в своей способности работать в двойном режиме. С одной стороны, генерируемая фотоэлектрическими модулями энергия может быть продана в общественную сеть, с другой стороны, в случае отказа сети, может быть обеспечено продолжительное автономное питание.

Система SUNNY BACKUP выгодна для пользователей благодаря более низким инвестиционным и эксплуатационным расходам по сравнению с

обычными системами аварийного резервирования. Ее можно подключать к новым или уже действующим фотомодулям без ущерба эффективности работы этой системы. Также большим достоинством системы резервного питания SUNNY BACKUP является то, что для бесперебойной работы фотоэлектрической системы часто достаточно небольших по емкости, следовательно, более дешевых аккумуляторных батарей, которых обычно хватает на несколько часов отсутствия сети, например, чтобы поддерживать дежурные нагрузки в ночное время.

Модели: Sunny Backup Set M/L/XL / Инвертор SMA S BU 5000.

Особенности SUNNY BACKUP.

Простота:

- возможность интеграции как в уже действующие, так и в строящиеся фотоэлектрические системы;

- возможность выбора необходимой для пользователя мощности.

Гибкость:

- одно- или трехфазные системы;

- модульно наращиваемая система;

- доступна мощность от 5 до 60 кВт.

Эффективность:

- возможность использования меньших по емкости аккумуляторных батарей;

- зарядка аккумулятора из сети;

- высокий показатель эффективности фотоэлектрической системы.

Надежность:

- автоматическое переключение на резервный источник энергии в течение 20 миллисекунд;

- автоматическое отключение по DIN VDE 0126-1-1;

- пятилетняя гарантия SMA.

Система SUNNY BACKUP в зависимости от задач и потребностей может быть скомпонована в трех основных типоразмерах:

- Sunny Backup Set «M» Medium;

- Sunny Backup Set «L» Large;

- Sunny Backup Set «XL» Extra Large.

Sunny Backup Set M - это 1-фазная резервная система для домов, домашних хозяйств. Постоянная резервируемая мощность - до 5 кВт. Мощность подключаемой сетевой (grid-tie) фотоэлектрической системы - до 5,7 кВт. Выход сети: потребители номинальной мощностью до 8 кВт.

Sunny Backup Set L - это 3-фазная резервная система для домашних хозяйств, коммерческих объектов. Постоянная резервируемая мощность - до 15 кВт. Мощность подключаемой сетевой (grid-tie) фотоэлектрической системы - до 30 кВт. Выход сети: потребители номинальной мощностью до 44 кВт.

Sunny Backup Set XL - это 3-фазная резервная система для коммерческих объектов. Постоянная резервируемая мощность - до 60 кВт. Мощность

подключаемой сетевой (grid-tie) фотоэлектрической системы - до 110 кВт. Выход сети: потребители номинальной мощностью до 110 кВт.

С более подробным описанием продукции компании SMA Solar-Technology AG, а также спецификацией и техническими характеристиками можно ознакомиться на сайте компании [14], здесь же приведем пример конфигурации энергетической системы с применением электронных компонент компании SMA (см. рисунок 27).

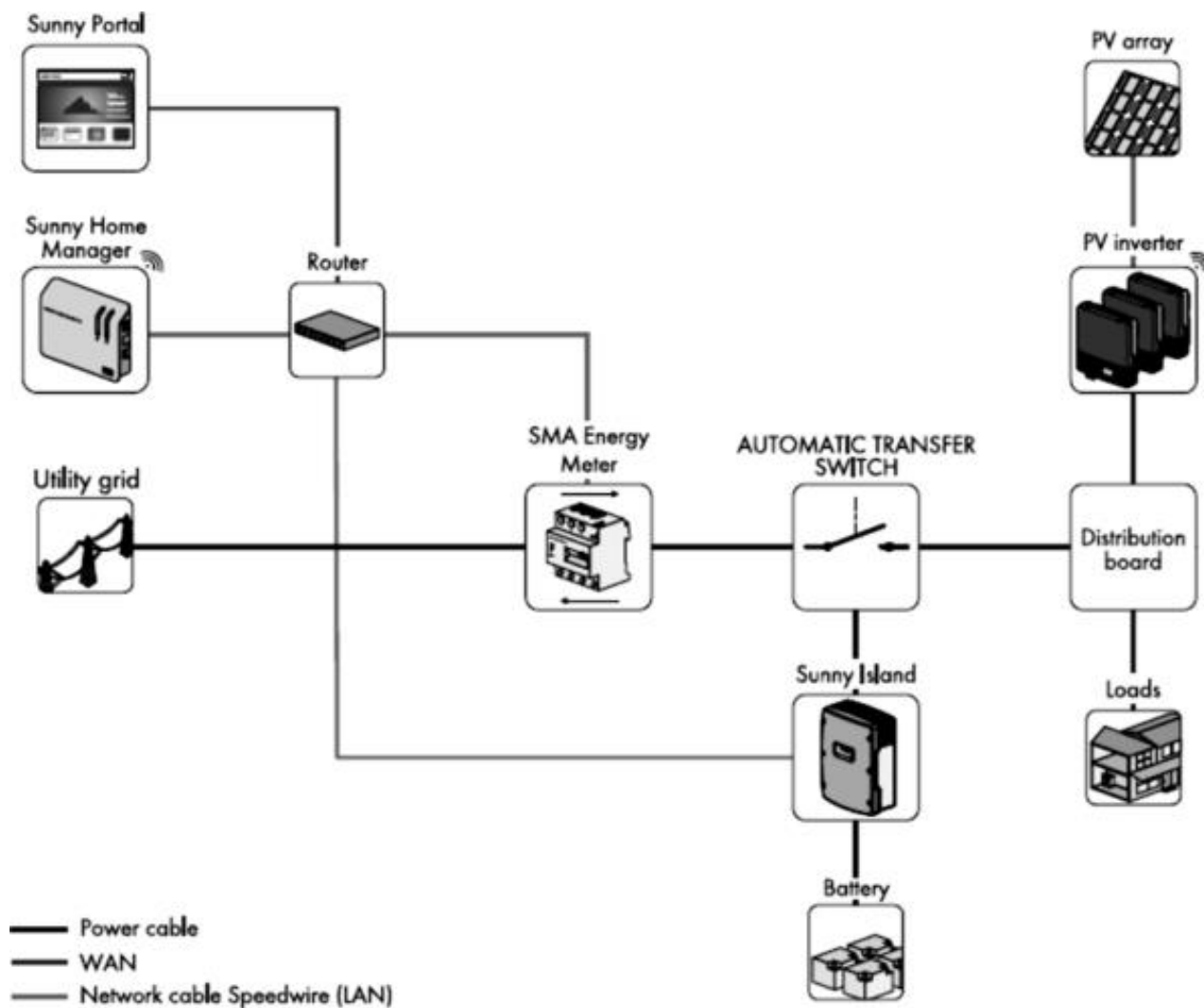


Рисунок 27 – Пример конфигурации фотоэлектрической системы электроснабжения с функцией резервного питания

Представленная на рисунке 27 фотоэлектрическая система построена на базе двух типов инверторов, чем обеспечивается ее высокая надежность и эффективность. В качестве сетевого инвертора (PV inverter) в зависимости от мощности нагрузки могут использоваться модели инверторов SUNNY BOY, SUNNY MINICENTRAL, или SUNNY TRIPOWER. В качестве батарейного инвертора (Sunny Island) необходимо применять модели инверторов SUNNY ISLAND или SUNNY BACKUP.

При наличии напряжения в сети и в дневное время суток, солнечная батарея через сетевой инвертор обеспечивает электроэнергией потребителя (Loads). Если нагрузка потребляет меньше энергии, чем вырабатывают солнечные модули, излишки энергии направляются на заряд аккумуляторов (Battery). Если нагрузка потребляет больше энергии, чем генерируют солнечные модули, то недостающая энергия берется из сети. При отключении сети батарейный инвертор переключается на работу от аккумуляторов и формирует опорное напряжение для сетевого инвертора, оставляя его в работе. В этом случае солнечная батарея также будет питать нагрузку, используя энергию солнца.

Только в случае недостатка энергии от солнечной батареи недостающая энергия берется не из сети, а от аккумуляторов. В случае избытка энергии от солнечной батареи и при полностью заряженном аккумуляторе батарейный инвертор отключает сетевой инвертор, пока напряжение на аккумуляторе не снизится до заданного значения.

Данная конфигурация может использоваться для построения и автономных энергетических систем, однако в этом случае мощность батарейного инвертора должна быть увеличена до полной мощности нагрузки.

Представленная выше фотоэлектрическая система содержит специализированное устройство Sunny Home Manager, с помощью которого производится мониторинг и контроль параметров системы, в частности обеспечивается дистанционное управление параметрами батарейного инвертора. Для учета отпущенной потребителю электроэнергии из электрической сети в состав системы входит электронный счетчик электроэнергии SMA Energy Meter. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала в главную электрическую цепь системы установлен автоматический выключатель, который обеспечивает отключение питающей сети при авариях.

Расчет фотоэлектрической системы состоит из нескольких этапов:

1) Для начала необходимо составить перечень всех нагрузок. Это удобно делать при помощи таблицы. Кроме названий приборов в столбцах таблицы следует указать мощность каждой нагрузки, её среднесуточное время работы и количество однотипных приборов;

2) Следующая задача это максимально сократить и оптимизировать этот список. Электричество в автономной системе достается очень дорого и нужно отказаться от лишних приборов или мощных приборов, которые целесообразней питать от генератора. Под оптимизацией списка понимается, что оставшиеся нагрузки необходимо выбрать максимально энергосберегающими. К примеру, если это освещение, то стоит полностью отказаться от ламп накаливания в пользу энергосберегающих (люминисцентных) или еще лучше светодиодных. Холодильник рекомендуется брать класса А, А+ или А++. Подобные действия возможно приведут к некоторым растратам, но они полностью окупятся при покупке системы (понадобится менее мощная

система) и её эксплуатации в будущем. Кроме того имеет смысл рассмотреть возможность использования исключительно нагрузок постоянного тока. Это позволит не приобретать инвертор, и кроме того экономить энергию, которую рассеял бы инвертор, т.к. его КПД не 100%, а обычно 85-95%. Надежность и безопасность системы также возрастут за счет меньшего числа компонентов и отсутствия опасных ~220В.

3) Оптимизированный список теперь позволит провести расчет суточного энергопотребления в кВт·ч. Для этого необходимо для каждого типа нагрузки перемножить её мощность, количество приборов и среднесуточное время работы. Полученные результаты сложить. Это и есть искомая величина потребления в сутки. Для круглосуточно работающих приборов нужно смотреть в паспорте изделия суточное потребление (для холодильников часто указывается потребление в год). Например имеются: 1) ТВ мощности 30Вт, работает 4 часа в сутки; 2) лампы освещения 3шт по 15Вт, горят, 6 часов в сутки; 3) Холодильник с потреблением 600Вт·ч/сутки. Итого получаем: $30\text{Вт} \cdot 4\text{часа} + 15\text{Вт} \cdot 3\text{шт} \cdot 6\text{часов} + 600\text{Вт} \cdot \text{ч} = 990\text{Вт} \cdot \text{ч}$. В месяц потребление соответственно около 30кВт·ч. Для нагрузок, использующих переменный ток расчет нужно вести отдельно и закладывать в их потребление запас 5-15% для учета КПД инвертора.

4) Теперь можно определить емкость АКБ. Перед этим нужно выбрать номинальное напряжение аккумуляторного банка, задать количество пасмурных дней подряд, которые система должна пережить без заряда извне, а также достигаемую при этом глубину разряда. Обычно для автономных систем глубина разряда выбирается не более 30-50% и это позволяет продлить срок службы АКБ. Цифра энергопотребления из п.4 умножается на количество пасмурных дней, и полученная величина должна составлять выбранный процент глубины разряда АКБ от её полной энергии. Как известно емкость АКБ в значительной степени зависит от температуры помещения. Процесс этот обратимый, т.е. при повышении температуры до нормальной емкость восстанавливается (но не нужно путать это с эксплуатацией АКБ при высоких температурах вредных для АКБ). При низких температурах емкость АКБ снижается и поправку на это необходимо закладывать при расчете системы. Окончательная емкость АКБ получается умножением расчетной энергии, заключенной в АКБ на коэффициент из таблицы 10 ниже и последующим делением на напряжение АКБ. Полученную величину округляют в большую сторону к стандартным емкостям аккумуляторных батарей. Параллельно-последовательное соединение АКБ позволит набрать нужную емкость.

5) Мощность инвертора должна быть на 25-30% выше суммарной номинальной мощности единомоментно подключаемых нагрузок, а также его пиковая мощность должна быть больше суммарной пиковой мощности нагрузок, которые могут запускаться одновременно. Это связано с тем, что некоторые приборы имеют значительную пусковую мощность при старте. Например, это холодильник или насос или иная нагрузка с двигателем [14].

Таблица 10 – Поправочные коэффициенты при расчете емкости АКБ в зависимости от температуры окружающей среды

Температура, °С	Коэффициент
25	1,00
20	1,03
15	1,10
10	1,20
5	1,28
0	1,36
-5	1,50

б) Определим суммарную мощность массива солнечных модулей. В определении этой величины нужно учесть несколько факторов:

- географическое месторасположение объекта;
- период эксплуатации: лето, зима, круглый год? режим эксплуатации: выходные, ежедневно, иная схема;
- возможность позиционировать солнечные модули оптимально, для получения максимальной генерации.;
- наличие деталей рельефа или пейзажа, которые могли бы загораживать поток солнечного света к поверхности солнечных батарей в течении дня;
- возможность или желание применения следящей за положением солнца подвижной платформы.

В нашем примере расчета мы будем рассматривать случай, когда модули ориентированы в пространстве оптимально, ничто их не загораживает в течении дня, а следящей системы нет. Эти факторы можно учесть для реального объекта. Чтобы система получала необходимое количество энергии за весь период эксплуатации, необходимо вести расчет для условий наихудшей инсоляции. Если объект используется круглогодично, то таким месяцем является декабрь. В это время года максимально низкая инсоляции, очень короткий световой день и низкая облачность в большинстве регионов РК. Оптимальный угол наклона солнечных панелей к горизонту разнится от региона к региону и увеличивается в высоких(более северных) широтах из-за низкого угла стояния солнца. Но существует несложная методика выбора угла наклона солнечных модулей при ориентации их на юг естественно. Это: Чтобы получить максимум энергии летом нужно панели разместить под углом на 15° меньше географической широты местности; Чтобы получить максимум в зимнее время года необходимо панели наклонить к горизонту под углом на 15° больше географической широты местности; Чтобы получить максимум за весь календарный год угол наклона солнечных батарей должен быть равен широте

местности;. Выбрав угол наклона солнечных модулей необходимо найти в таблицах инсоляции её значение для Вашего региона, времени года и угла наклона воспринимающей поверхности [14].

Помимо инсоляции в расчете следует учитывать сильный нагрев модуля в летнее время, что снижает его эффективность. Нами предлагается следующая упрощенная формула для расчета необходимой мощности массива солнечных модулей:

$$P_{\Sigma}=(1000 \cdot W)/(k \cdot E); \quad (25)$$

где P_{Σ} – суммарная мощность солнечных модулей;

W – необходимое количество энергии;

k – сезонный коэффициент (летом 0,55, зимой 0,7);

E – значение инсоляции.

Коэффициент k учитывает все потери включая потери на заряд АКБ равные 20%, за исключением потерь в соединительных кабелях. Сечение кабелей обычно подбирается из расчета потерь не превышающих 2-3%. Полученная суммарная мощность солнечных модулей может быть разделена на мощность одного модуля и таким образом получено количество солнечных модулей. В подборе мощности и напряжения модулей имеются нюансы, которые должны быть согласованы с параметрами контроллера заряда. Выше было упомянуто о системе слежения за положением солнца. Подобное слежение может дать добавку к выработке 20% при слежении только по азимуту и еще 10% при слежении по высоте светила. Т.е. суммарно можно выиграть порядка 30%, но нередко проще купить дополнительно СБ, чем тратиться на трекер и потом его обслуживать. В большинстве случаев для систем эксплуатирующихся круглогодично или преимущественно зимой целесообразно использовать дополнительный источник энергии: ветрогенератор или бензогенератор. Такие системы носят название гибридных и их компоненты хорошо дополняют друг друга.

Пример 7. Определим расчётную мощность ФЭС.

Выходная мощность солнечной батареи:

$$P_{\text{с.б.}} = E_{\text{абс}} \cdot \eta_{\text{бат.}} \cdot S \cdot \cos \Gamma \cdot A = (E + E_{\text{доп.}}) \cdot \eta_{\text{бат.}} \cdot S \cdot \cos \Gamma \cdot A. \quad (26)$$

При $\cos 50^{\circ} = 0,6$

$$P_{\text{с.б.}} = (65+730) \cdot 0,17 \cdot 1,7 \cdot 0,6 \cdot 0,73 = 100,63 \text{ Вт}$$

Выбираем по каталогу стандартную ФЭС предназначенную для автономного электропитания жилого дома.

Техническая характеристика.

1. Мощность блока ФЭП, Вт – 350
2. Число ФЭП в блоке, шт. – 14
3. Габаритные размеры единичной ФЭП, мм – 1080x287x38
4. Ёмкость аккумулятора, А · ч – 180
5. Напряжение аккумулятора, В – 24
6. Мощность сетей, Вт – 24
7. Напряжение, В:
 - переменное – 220 В, 50 Гц
 - постоянное – 24 В, 12 В
8. Время полной зарядки аккумулятора, час
 - солнечная погода, ч – 10
 - пасмурная погода, ч – 16...20

В комплект входят блок ФЭП, аккумулятор, инвертор, пульт управления, светильники и провода.

2 Задания и методические рекомендации к их решению

Задание 1. Определить площадь поверхности F по солнечной эл. станции башенного типа установленной на n гелиостатах.

На солнечной электростанции башенного типа установлено n гелиостатов, каждый из которых имеет поверхность F_{Γ} , м^2 . Гелиостаты отражают солнечные лучи на приемник, на поверхности которого зарегистрирована максимальная энергетическая освещенность $N_{\text{пр}} = 2,5 \text{ МВт/м}^2$. Коэффициент отражения гелиостата $R_{\Gamma} = 0,8$ коэффициент поглощения приемника $A_{\text{пр}} = 0,95$. Максимальная облученность зеркала гелиостата $N_{\Gamma} = 600 \text{ Вт/мг}$. Определить площадь поверхности приемника $F_{\text{пр}}$ и тепловые потери в нем, вызванные излучением и конвекцией, если рабочая температура теплоносителя составляет t $^{\circ}\text{C}$. Степень черноты приемника $\epsilon_{\text{пр}} = 0,95$. Конвективные потери вдвое меньше потерь от излучения [15, 16].

Рекомендации к решению задания 1. При использовании солнечной энергии на электростанции башенного типа с использованием гелиостатов, отправляющих солнечные лучи на приемник, в котором, в конечном счете, получают перегретый водяной пар для работы в паровой турбине [16].

Энергия, полученная приемником от солнца через гелиостаты (Вт), может быть определена по уравнению [17].

$$Q = R_{\Gamma} \cdot A_{\text{пр}} \cdot F_{\Gamma} N_{\Gamma} \cdot n, \quad (27)$$

где N_{Γ} - облученность зеркала гелиостата в Вт/м^2 (для типичных условий $N_{\Gamma} = 600 \text{ Вт/м}^2$);

F_{Γ} - площадь поверхности гелиостата, м^2 ;

n - количество гелиостатов;

R_{Γ} - коэффициент отражения зеркала концентратора, $R_{\Gamma} = 0,7 \div 0,8$;

$A_{\text{пр}}$ - коэффициент поглощения приемника, $A_{\text{пр}} < 1$.

Площадь поверхности приемника может быть определена, если известна энергетическая освещенность на нем $N_{\text{пр}} \text{ Вт/ мг}$,

$$F_{\text{пр}} = Q/N_{\text{пр}} \quad (28)$$

В общем случае температура на поверхности приемника может достигать $t_{\text{пов}} = 1160 \text{ К}$, что позволяет нагреть теплоноситель до $700 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Потери тепла за счет излучения в теплоприемнике можно вычислить по закону Стефана-Больцмана [18]:

$$q_{\text{луч}} = \epsilon_{\text{пр}} \cdot C_0 \cdot (T/100)^4, \text{ Вт/м}^2, \quad (29)$$

где T - абсолютная температура теплоносителя, К;
 $\epsilon_{\text{пр}}$ - степень черноты серого тела приемника;
 C_0 - коэффициент излучения абсолютно черного тела, Вт / (м²·К⁴)

Задание 2. Оценить возможную величину действительного КПД ОТЭС, рабочим телом которым является аммиак, если температура воды на поверхности океана t_1 , °С, а температура воды на глубине океана t_2 , °С. Какой расход воды V , м³/час потребуется для ОТЭС мощностью N , МВт ?

Считается, что действительный КПД η океанической ТЭС, использующей температурный перепад поверхностных и глубинных вод $(T_1 - T_2) = \Delta T$ и работающей по циклу Ренкина, вдвое меньше термического КПД установки, работающей по циклу Карно, η_t^k . Оценить возможную величину действительного КПД ОТЭС, рабочим телом которой является аммиак, если температура воды на поверхности океана t_1 , °С, а температура воды на глубине океана t_2 , °С. Какой расход теплой воды V , м³/ч потребуется для ОТЭС мощностью N МВт ? Считать, что плотность воды $\rho = 1 \cdot 10^3$ кг/м³, а удельная массовая теплоемкость $C_p = 4,2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К) [10, 12].

Рекомендации к решению задания 2. Задание посвящено перспективам использования перепада температур поверхностных и глубинных вод океана для получения электроэнергии на ОТЭС, работающей по известному циклу Ренкина. В качестве рабочего тела предполагается использование легкокипящих веществ (аммиак, фреон). Вследствие небольших перепадов температур ($\Delta T = 15 \dots 26$ °С) термический КПД установки, работающей по циклу Карно, составляет всего 5-9 %. Реальный КПД установки, работающей по циклу Ренкина, будет вдвое меньше [19, 20]. В результате для получения доли относительно небольших мощностей на ОТЭС требуются большие расходы "теплой" и "холодной" воды и, следовательно, огромные диаметры подводных и отводящих трубопроводов [21, 22]. Если считать теплообменники (испаритель и конденсатор) идеальными, то тепловую мощность, полученную от теплой воды Q_0 (Вт) можно представить как:

$$Q_0 = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot \Delta T, \quad (30)$$

где ρ - плотность морской воды, кг/м³;
 C_p - массовая теплоемкость морской воды, Дж/(кг · К);
 V - объемный расход воды, м³/с ;
 $\Delta T = T_1 - T_2$ - разность температур поверхностных и глубинных вод (температурный перепад цикла) в °С или К [20, 23].

В идеальном теоретическом цикле Карно механическая мощность N_0 (Вт) может быть определена как:

$$N_0 = \eta_t^k \cdot Q_0, \quad (31)$$

или с учетом (31) и выражения для термического КПД цикла Карно η_t^k :

$$N_0 = p \cdot C_p \cdot V \cdot (\Delta T)^2 / T_1. \quad (32)$$

Задание 3. Определить начальную температуру t_2 и количество геотермальной энергии E_0 (Дж) водоносного пласта толщиной h км при глубине залегания z км, если заданы характеристики породы пласта: плотность $\rho_{гр} = 2700 \text{ кг/м}^3$; пористость $a = 5 \%$; удельная теплоемкость $C_{гр} = 840 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$. Температурный градиент (dT/dz) в $^\circ\text{C/км}$ выбрать по таблице вариантов задания [24].

Среднюю температуру поверхности t_0 принять равной $10 \text{ }^\circ\text{C}$. Удельная теплоемкость воды $C_v = 4200 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$; плотность воды $\rho = 1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Расчет произвести по отношению к площади поверхности $F = 1 \text{ км}^2$. Минимально допустимую температуру пласта принять равной $t_1 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$. Определить также постоянную времени извлечения тепловой энергии τ_0 (лет) при закачивании воды в пласт и расходе ее $V = 0,1 \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{км}^2)$. Какова будет тепловая мощность, извлекаемая первоначально $(dE/dz)_{\tau=0}$ и через 10 лет $(dE/dz)_{\tau=10}$?

Рекомендации к решению задания 3. Задание посвящено тепловому потенциалу геотермальной энергии, сосредоточенной в естественных водоносных горизонтах на глубине z (км) от земной поверхности. Обычно толщина водоносного слоя h (км) меньше глубины его залегания. Слой имеет пористую структуру - скальные породы имеют поры, заполненные водой (пористость оценивается коэффициентом a). Средняя плотность твердых пород земной коры $\rho_{гр} = 2700 \text{ кг/м}^3$, а коэффициент теплопроводности $\lambda_{гр} = 2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$. Изменение температуры грунта по направлению к земной поверхности характеризуется температурным градиентом (dT/dz) , измеряемым в $^\circ\text{C/км}$ или К/км .

Наиболее распространены на земном шаре районы с нормальным температурным градиентом (менее $40 \text{ }^\circ\text{C/км}$) с плотностью исходящих в направлении поверхности тепловых потоков $\approx 0,06 \text{ Вт/м}^2$ (например Калининградская область). Экономическая целесообразность извлечения тепла из недр Земли здесь маловероятна [24].

В полутермальных районах температурный градиент равен $40\text{-}80 \text{ }^\circ\text{C/км}$. Здесь целесообразно использовать тепло недр для отопления, в теплицах, в бальнеологии.

В гипертермальных районах (вблизи границ платформ земной коры) градиент более $80 \text{ }^\circ\text{C/км}$. Здесь целесообразно строить ГеоТЭС [17, 24]. При известном температурном градиенте можно определить температуру водоносного пласта перед началом его эксплуатации:

$$T_r = T_0 + (dT/dz) \cdot z, \quad (33)$$

где T_0 - температура на поверхности земли, К ($^\circ\text{C}$).

В расчетной практике характеристики геотермальной энергетики обычно относят к 1 км² поверхности F.

Теплоемкость пласта C_{пл} (Дж/К) можно определить по уравнению:

$$C_{пл} = [\alpha \cdot \rho_v \cdot C_v + (1 - \alpha) \cdot \rho_{гр} \cdot C_{гр}] \cdot h \cdot F, \quad (34)$$

где ρ_v и C_v - соответственно плотность и изобарная удельная теплоемкость воды;

$\rho_{гр}$ и $C_{гр}$ - плотность и удельная теплоемкость грунта (пород пласта); обычно $\rho_{гр} = 820-850$ Дж/(кг·К).

Если задать минимально допустимую температуру, при которой можно использовать тепловую энергию пласта T₁ (К), то можно оценить его тепловой потенциал к началу эксплуатации (Дж):

$$E_0 = C_{пл} \cdot (T_2 - T_1) \quad (35)$$

Постоянную времени пласта τ_0 (возможное время его использования, лет) в случае отвода тепловой энергии путем закачки в него воды с объемным расходом V (м³/с) можно определить по уравнению:

$$\tau_0 = C_{пл} / (V \cdot \rho_v \cdot C_v) \quad (36)$$

Считают, что тепловой потенциал пласта во время его разработки изменяется по экспоненциальному закону:

$$E = E_0 \cdot e^{-\tau/\tau_0} \quad (37)$$

где τ - число лет с начала эксплуатации; e - основание натуральных логарифмов.

Тепловая мощность геотермального пласта в момент времени τ (лет с начала разработки) в Вт (МВт):

$$\left(\frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau} = -\frac{E_0}{\tau_0} \exp\left(-\frac{\tau}{\tau_0} \right) \quad (38)$$

Задание 4. Определить объем биогазогенератора V_б и суточный выход биогаза V_г в установке, утилизирующей навоз от п коров, а также обеспечиваемую ею тепловую мощность N (Вт). Время цикла сбраживания $\tau = 14$ сут. при температуре $t = 25$ °С; подача сухого сбраживаемого материала от одного животного идет со скоростью $W = 2$ кг/сут; выход биогаза из сухой массы [25] $v_g = 0,24$ м³/кг. Содержание метана в биогазе составляет 70%. КПД горелочного устройства η . Плотность сухого материала, распределенного в

массе биогазогенератора, $\rho_{\text{сух}} \approx 50 \text{ кг/м}^3$. Теплота сгорания метана при нормальных физических условиях $Q_{\text{н}^{\text{р}}} = 28 \text{ МДж/м}^3$.

Рекомендации к решению задания 4. Задание посвящено проблеме использования биотоплива для преобразования его энергии в тепловую или электрическую в сельскохозяйственных предприятиях и на фермах. Одним из видов биотоплива являются отходы жизнедеятельности животных (навоз), при переработке которых (сбраживание) в биогазогенераторах можно получать биогаз, в состав которого (70 % по объему) входит метан; теплота сгорания метана при НФУ $Q_{\text{н}^{\text{р}}} = 28 \text{ МДж/м}^3$. Время полного сбраживания субстрата, состоящего из воды, навоза и ферментов, в зависимости от температуры изменятся от 8 до 30 сут. Плотность сухого материала в субстрате составляет $\rho_{\text{сух}} \approx 50 \text{ кг/м}^3$. Выход биогаза от 1 кг сухого материала в сутки составляет примерно $v_{\text{г}} = 0,2 \dots 0,4 \text{ м}^3/\text{кг}$. Скорость подачи сухого сбраживаемого материала в биогазогенератор (метантенк) W зависит от вида животных и их количества на ферме [26]. Если обозначить через t_0 (кг/сут) подачу сухого сбраживаемого материала, o суточный объем жидкой массы, поступающей в биогазогенератор ($\text{м}^3/\text{сут}$) можно определить по формуле:

$$V_{\text{сут}} = m_0 / \rho_{\text{сух}} \quad (39)$$

Объем биогазогенератора, необходимого для фермы (м^3):

$$V_{\text{б}} = \tau \cdot V_{\text{сут}} \quad (40)$$

Суточный выход биогаза:

$$V_{\text{г}} = m_0 \cdot v_{\text{г}} \quad (41)$$

Тепловая мощность устройства, использующего биогаз (МДж/сут) или (Вт),

$$N = \eta \cdot Q_{\text{н}^{\text{р}}} \cdot V_{\text{г}} \cdot f_{\text{м}} \quad (42)$$

где $f_{\text{м}}$ - объемная доля метана в биогазе;

η - КПД горелочного устройства ($\approx 60\%$).

Задание 5. Для отопления дома в течение суток потребуется Q ГДж теплоты. При использовании для этой цели солнечной энергии тепловая энергия может быть запасена в водяном аккумуляторе. Допустим, что температура горячей воды t_1 °С. Какова должна быть емкость бака аккумулятора V (м^3), если тепловая энергия может использоваться в отопительных целях до тех пор, пока температура воды не понизится до t_2 °С? Величины теплоемкости и плотности воды взять из справочной литературы [16, 18, 25].

Рекомендации к решению задания 5. Задание посвящено определению емкости водяного аккумулятора тепловой энергии, предназначенного для отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха в жилом доме. Источником тепловой энергии может быть, например, солнечная энергия, улавливаемая солнечными панелями на крыше дома. Циркулирующая в панелях вода после нагрева направляется в бак - аккумулятор, а оттуда насосом в отопительные батареи и к водоразборным кранам горячего водоснабжения. Могут быть и более сложные, комплексные системы аккумулирования тепла с использованием засыпки из гравия и др. [17]. Необходимый объем бака - аккумулятора V (м^3) для воды можно определить по известному уравнению для изобарного процесса, если знать: суточную потребность в тепловой энергии для дома Q (ГДж); температуру горячей воды, получаемой в солнечных панелях t_1 $^{\circ}\text{C}$; наименьшую температуру в баке t_2 $^{\circ}\text{C}$, при которой еще возможно действие отопительной системы [15, 16, 25]:

$$Q = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot (t_1 - t_2) \quad (43)$$

где ρ - плотность морской воды, $\text{кг}/\text{м}^3$

C_p - удельная массовая теплоемкость воды при $p = \text{const}$ в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$

Задание 6. Используя формулу Л. Б. Бернштейна, оценить приливный потенциал [17] бассейна $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ ($\text{кВт} \cdot \text{ч}$), если его площадь F км^2 , а средняя величина прилива $R_{\text{ср}}$ м.

Рекомендации к решению задания 6. Задание посвящено оценке энергетического потенциала $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ ($\text{кВт} \cdot \text{ч}$) приливной энергии океанического бассейна, имеющего площадь F км^2 , если известна средняя величина приливной волны $R_{\text{ср}}$ м. В научной литературе существует несколько уравнений, позволяющих определить приливный потенциал бассейна. Одно из них предложено отечественным ученым Л. Б. Бернштейном [17]:

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = 1,97 \cdot 10^6 \cdot R_{\text{ср}}^2 \cdot F \quad (44)$$

Задание 7. Как изменится мощность малой ГЭС, если напор водохранилища H в засушливый период уменьшится в n раз, а расход воды V сократится на m % ? Потери в гидротехнических сооружениях, водоводах, турбинах и генераторах считать постоянными [27].

Рекомендации к решению задания 7. Задание посвящено оценке изменения мощности малой ГЭС при колебаниях расхода воды и напора. Известно, что мощность ГЭС (Вт) можно определить по простому уравнению [27]:

$$N = 9,81 \cdot V \cdot H \cdot \eta \quad (45)$$

где V - объемный расход воды в $\text{м}^3/\text{с}$;

H - напор ГЭС в м;

η - КПД ГЭС, учитывающий потери в гидравлических сооружениях, водоводах, турбинах, генераторах. Для малых ГЭС $\eta \approx 0,5$. КПД гидротурбин изменяется в пределах $0,5 \div 0,9$.

3 Задание на расчётно-графическую работу

Расчётно-графическая работа состоит из расчётно-пояснительной записки на 20-25 листах формата А4 и одного чертежа формата А1. Расчётно-пояснительная записка состоит из следующих разделов:

1. Введение
2. Потенциал ВИЭ. Структурная схема ВИЭ.
3. Расчет и выбор микро ГЭС.
 - 3.1.1 Исходные данные для расчета и выбора микро ГЭС;
 - 3.1.2. Растёт мощности генератора микро ГЭС;
 - 3.1.2.а) Определение расчётной мощности водяного потока;
 - 3.1.2.б). Определение расчётной мощности генератора микро ГЭС;
 - 3.1.3. Выбор комплектной микро ГЭС по каталогу. Привести общий вид и техническую характеристику выбранной микро ГЭС.
4. Расчет и выбор ВЭС.
 - 4.1. Исходные данные для расчета и выбора генератора ВЭС;
 - 4.2. Определение расчетной мощности генератора ВЭС;
 - 4.3. Выбор ВЭС по каталогу. Привести общий вид и техническую характеристику выбранной ВЭС.
5. Расчет и выбор ФЭС.
 - 5.1. Исходные данные для определения мощности ФЭС;
 - 5.2. Определение расчетной мощности для выбора ФЭС;
 - 5.3. Выбор ФЭС по каталогу. Привести общий вид и техническую характеристику выбранной ФЭС.
6. Заключение.
7. Список использованных источников.

В расчётно-пояснительной записке должны быть представлены исходные данные для выполнения работы, приведены все необходимые расчеты и выбор нетрадиционных и возобновляемых источников энергии; их общий вид, необходимые технические данные, выбранные по каталогам и справочникам. Даются необходимые рисунки общего вида изделий, рисунки и схемы.

Графическая часть включает в себя один лист, выполненный на формате А1 и состоит из:

- 1.1. Общий вид выбранного источника нетрадиционного, возобновляемого источника энергии.
- 1.2. Принципиальная электрическая схема выбранной установки.
- 1.3. Техническая характеристика установки.

Задание на графическую часть выдается руководителем работы.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета и выбора микро ГЭС

№ варианта	Диаметр водовода Д, м	Скорость водного потока V, м/с	Напор Нр, м в. ст.	КПД турбины Пт, %	кпд генератора Пм %
1	7,0	3,3	15	0,90	0,82
2	7,5	3,0	18	0,91	0,81
3	8,0	3,5	20	0,87	0,78
4	8,5	3,7	22	0,88	0,81
5	9,0	4,0	15	0,85	0,83
6	9,5	4,2	18	0,82	0,85
7	7,0	3,1	20	0,81	0,86
8	7,5	3,3	22	0,80	0,88
9	8,0	3,5	15	0,92	0,81
10	8,5	3,6	18	0,95	0,80

Таблица 12 – Исходные данные для расчета и выбора ВЭС

№ Варианта	Диаметр ветроколеса Д, м	Скорость ветра V, м/с	Коэффициент использования ветра, ξ	КПД генератора η_r , %	Параметры воздуха		Высота мачты Н, м
					t, °C	В мм рт. ст.	
1	15	15	0,35	0,82	-11	725	33
2	20	20	0,33	0,81	-10	716	30
3	25	10	0,31	0,78	-9	720	35
4	30	12	0,30	0,81	-8	730	28
5	35	15	0,37	0,83	-12	740	25
6	15	18	0,38	0,85	-13	750	40
7	20	20	0,39	0,86	-14	760	42
8	25	22	0,32	0,88	-15	755	45
9	30	25	0,33	0,81	-10	748	38
10	35	26	0,31	0,80	-9	732	36

Таблица 13 – Исходные данные для расчёта и выбора ФЭС (фотоэлектростанции)

№ Варианта	Энергия облучения E, Вт/м ²	Дополнительное значение E _{доп} , Вт/м ²	Площадь панели S, м ²	Коэффициент панели А	КПД батареи $\eta_{бат.}$, %	Угол наклона панели Г	Состояние атмосферы
1	730	65	1,5	0,73	17	50	Я
2	700	70	1,8	0,70	15	60	Я
3	780	75	1,9	0,68	12	45	Я
4	800	78	1,7	0,77	10	55	Я
5	820	68	1,5	0,73	16	50	Я
6	690	65	1,8	0,71	17	60	Я
7	685	70	1,9	0,73	15	45	Я
8	680	75	1,7	0,70	12	55	Я
9	675	78	1,5	0,68	10	50	Я
10	688	68	1,8	0,77	16	60	Я

4 Рекомендуемые темы презентаций

1. Тепловые солнечные электростанции
2. Запасы и ресурсы источников энергии. Динамика потребления и развитие энергетического хозяйства
3. Проблемы использования традиционных источников энергии
4. Проблемы использования нетрадиционных источников энергии
5. Место нетрадиционных источников энергии в удовлетворении энергетических потребностей человека
6. Энергетические характеристики солнечного излучения
7. Физические основы процесса преобразования энергии солнечного излучения в тепло
8. Солнечные коллекторы. Типы, принципы действия и методы расчета
9. Оптимизация параметров ориентации солнечных коллекторов
10. Аккумуляция тепла
11. Фотоэлектрическое преобразование энергии солнечного излучения
12. Концентраторы и системы слежения
13. Выбор концентраторов и систем слежения
14. Расчет параметров автономной электростанции на фотоэлектрических преобразователях
15. Методика массовых расчетов автономных солнечных электростанций
16. Особенности расчета автономной солнечной электростанции для передвижной палатки
17. Ветроэнергетические установки. Типы и принципы работы
18. Методы массовых расчетов автономных ветроэлектростанций
19. Тепловой режим земной коры
20. Использование геотермального тепла в системах теплоснабжения и производства электроэнергии
21. Современная ветроэнергетика, ветроэнергетические ресурсы
22. Виды ветроэнергетических ресурсов, их общая оценка
23. Ветроэнергетический кадастр
24. Роза ветров, повторяемость ветра по направлениям, класс открытости станций
25. Об изменении скорости ветра с высотой
26. Вероятность скорости ветра по градациям, интегральная и дифференциальная повторяемости скорости ветра
27. Математические функции распределения скорости ветра
28. Мощность ветрового потока, коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, плотность технического ветропотенциала
29. Устройство ГЭС и гидротурбин
30. Работа ГЭС на энергосистему
31. Гидроаккумулирующие электростанции
32. Приливные электростанции

33. Энергия волн
34. Конструкция ветродвигателей и ВЭС
35. Работа ВЭС на энергосистему
36. Ресурсы солнечной энергетики
37. Безмашинные СЭУ
38. Паротурбинные СЭС
39. Солнечное теплоснабжение
40. Геотермальные ресурсы
41. Одноконтурные ГеоТЭС
42. Двухконтурные ГеоТЭС
43. Геотермальное теплоснабжение

Заключение

Экологические проблемы и ограниченность запасов углеводородного топлива вынуждают искать новые виды энергоресурсов и новые технологии энергообеспечения потребителей. Возобновляемая энергетика на сегодняшний день является наиболее динамично развивающимся направлением электро- и теплоэнергетики.

В учебном пособии были рассмотрены вопросы проектирования возобновляемых источников энергии таких систем как: гидроэнергетических, ветроэнергетических и фотоэлектрических. По каждой рассматриваемой системе приведены краткие теоретические сведения, а также примеры расчета, выбор и технические характеристики необходимого оборудования.

Для оценки качества усвоенного материала в учебном пособии приведены контрольные задания по вариантам и методические рекомендации к их решению, рекомендуемые темы презентаций, примеры решения задач по каждой рассматриваемой теме, а также задание на расчетно-графическую работу.

Список использованных источников

- 1 Мини ГЭС. Микрогидроэлектростанции – Режим доступа: <http://rina.pro/npravleniya-deyatelnosti/alternativnaya-energetika/mikro-gidro-elektrostantsii>
- 2 СНиП 2.01.14–83. Определение расчетных гидрологических характеристик / Госстрой СССР. — М.: Стройиздат, 1985. – 36 с.
- 3 Пособие по определению расчетных гидрологических характеристик [Текст] / Л.: Гидрометеиздат, 1984 г. – 368 с.
- 4 Гидравлика [Текст] / А. И. Богомолов, К. А. Михайлов. 2-е изд. — М.: Стройиздат, 1972 г. – 268 с.
- 5 Особенности ветроэнергетических установок: достоинства и недостатки оборудования – Режим доступа: <https://energo.house/veter/vetroenergeticheskie-ustanovki.html>
- 6 Твайделл, Дж. Возобновляемые источники энергии [Текст] / Дж. Твайделл, А. Уэйр; [пер. с англ. под ред. В.А. Коробова]. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
- 7 Да Роза, Альдо. Возобновляемые источники энергии [Текст] / А. да Роза; [пер. с англ. под ред. С.П. Малышенко и О.С. Попеля]. – М.: Интеллект, 2010. – 703 с.
- 8 Безруких, П.П. Использование энергии ветра [Текст] / П.П. Безруких. – М.: Колос, 2008. – 196 с.
- 9 Безруких, П.П. Ветроэнергетика [Текст]: справ. пособие / П.П. Безруких. – М.: ИД Энергия, 2010. – 320 с.
- 10 Беспалов, В.Я. Электрические машины [Текст]: учеб. пособие / В.Я. Беспалов, Н.Ф. Котеленец. – М.: Академия, 2011. – 320с.
- 11 Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – М.: Интеллект, 2011.- 168 с.
- 12 Соломин, Е.В. Итерационная оптимизация параметров и режимов работы вертикально–осевых ветроэнергетических установок [Текст] / Е.В. Соломин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – Челябинск: Изд–во ЮУрГУ, 2011. – Вып. 15(232). С.73–81.
- 13 Соломин, Е.В. Информация [Текст] / Е.В. Соломин // ГРЦ–Вертикаль. – www.src-vertical.com. – С. 1.
- 14 Сайт компании SMA Solar Technology AG. - Режим доступа: www.sma.de.
- 15 Шефтер Я.И., Рождественский И.В., Печковский Г.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт ветроустановок [Текст] / М.: Сельхоз ГИЗ, 1960.
- 16 Бурмистров А.А., Виссарионов В.И. и др. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии [Текст] / учебное пособие. - М.: Издат. дом МЭИ, 2009. - 144 с.
- 17 Амерханов Р.А. и др. Проектирование систем энергообеспечения [Текст] / М.: Энергоатомиздат, 2010. – 543 с.

18 Шефтер Я.И., Рождественский И.В., Печковский Г.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт ветроустановок [Текст] / М.: Сельхоз ГИЗ, 1960.

19 Геотермальное теплоснабжение [Текст] / А.Г. Гаджиев, Ю.Н. Султанов, П.Н. Ригер и др. - М: Энергоатомиздат, 2004. – 120 с.

20 Оборудование нетрадиционной и малой энергетики [Текст]: справочник- каталог / Ю.Д. Арбузов, П.П. Безруких и др. - АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 2002. – 167 с.

21 Бернштейн Л.Б. Приливные электростанции в современной энергетике [Текст] / Л.Б. Бернштейн. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 2011. - 270 с.

22 Мак-Кормик М. Преобразование энергии волн [Текст] / М. Мак-Кормик. - М. Энергоатомиздат, 1985. – 137 с.

23 Выбороков Б.М. Геотермальные электростанции [Текст] / Б.М. Выбороков. - М - Л.: Энергия, 2006. – 112 с.

24 Вершинский П.В. Энергии океана [Текст] / П.И. Вертинский. - М.: Наука, 2006. – 146 с.

25 Бальзанников М.И. и др. Сооружения деривационной ГЭС. Выбор основных параметров их работы [Текст] / М.: Издат. дом МЭИ, 2007. – 250 с.

26 Виссарионов В.И. и др. Солнечная энергетика. - М.: Издат. дом МЭИ, 2008. – 276 с.

27 Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций [Текст] / М.: Энергоатомиздат, 1986. – 230 с.

