

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВЕТРОВЫМИ И СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 658.26:621.34.632(075.8)
ББК 31.264.5:31.29-5я73
Л84

Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А.

Л84

Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие/ Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.

В учебном пособии рассмотрены вопросы проектирования систем электроснабжения автономных объектов с использованием возобновляемых энергоисточников. Основное внимание уделяется ветроэнергетическим и фотоэлектрическим установкам. Рассматриваются вопросы выбора оптимальной структуры автономной электростанции. Приведены методики расчёта ветрового и солнечного потенциала региона. Материалы пособия могут быть использованы при выполнении студентами курсовых проектов.

Пособие предназначено для студентов дневного обучения по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по профилям подготовки «Возобновляемые источники энергии» и «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения».

УДК 658.26:621.34.632(075.8)
ББК 31.264.5:31.29-5я73

Рецензенты

Доцент кафедры общей электротехники и автоматики ТГАСУ, к.т.н.;
В.М. Педиков

Зав. кафедрой теоретических основ электротехники ТУСУР, д.т.н., профессор
В.М. Дмитриев

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2014
© Лукутин Б. В., Муравлев И.О.,
Плотников И.А., 2015
© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2015

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. СПОСОБЫ ПОСТРОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С УЧАСТИЕМ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ..	6
1.1. Автономные системы электроснабжения на основе возобновляемых энергоисточников.....	6
1.2. Гибридные системы электроснабжения с дублирующими дизельными электростанциями	7
1.3. Гибридные системы электроснабжения с совместной ветро-солнечно- дизельной генерацией.....	10
2. ВЫБОР СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	11
2.1. Оценка энергетических потребностей объекта электроснабжения.....	12
2.2. Оценка ветроэнергетического потенциала	16
2.3. Оценка потенциала солнечного излучения.....	21
2.4. Выбор типа возобновляемого энергокомплекса.....	32
3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЕТРО- ДИЗЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ	32
3.1. Выбор ветрогенератора и составление энергетического баланса гибридной СЭС	32
3.2. Выбор структуры и оборудования ветро-дизельной станции.	37
3.3. Выбор оборудования ДЭС.....	44
3.4. Оценка экономических характеристик ветро-дизельных электростанций.	45
4. СТРУКТУРА И СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.	47
4.1. Варианты построения фотоэлектростанций.....	47
4.2. Пример выбора структуры и оборудования солнечно-дизельного энергетического комплекса.....	66
5. ПРИЛОЖЕНИЯ	73
Солнечные фотоэлектрические модули в алюминиевой рамке.....	74
Двусторонние фотоэлектрические модули	76
Аккумуляторные батареи.....	81
Инверторы.....	97

Коммерческие предложения.....	111
Выбор площадки для строительства ветро-солнечных электростанций.....	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	127

ВВЕДЕНИЕ

Экологические проблемы планетарного масштаба и обозримая перспектива истощения топливно-энергетических ресурсов Земли вызывают во всем мире рост новой энергетики, основанной на широкомасштабном использовании возобновляемых энергоресурсов планеты: солнечного излучения, ветра, потоков воды, геотермальной энергии и энергии биомассы.

Эти тенденции отражены и в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». В качестве стратегических целей использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива в этом документе определены:

- ✓ снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и противодействие климатическим изменениям при необходимости удовлетворения растущего потребления энергии;
- ✓ рациональное использование и снижение темпов роста потребления имеющихся ресурсов ископаемого топлива в условиях неизбежного истощения его запасов;
- ✓ сохранение здоровья населения и качества жизни путем снижения темпов роста загрязнения окружающей среды при использовании ископаемого топлива, снижение общегосударственных расходов на здравоохранение;
- ✓ снижение темпов роста затрат на распределение и транспортировку электрической энергии и топлива и возникающих при этом потерь;
- ✓ вовлечение в топливно-энергетический баланс дополнительных топливно-энергетических ресурсов;
- ✓ повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения за счет увеличения уровня его децентрализации.

По существующим оценкам, технический ресурс возобновляемых источников энергии (преобладающую долю в котором имеет потенциал использования энергии солнца и энергии ветра) составляет не менее 4,5 млрд.т у.т. в год, что более чем в четыре раза превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России. Экономический потенциал ВИЭ зависит от существующих экономических условий; стоимости, наличия и качества запасов ископаемых топливно-энергетических ресурсов; региональных особенностей и т.д. Указанный потенциал меняется во времени и должен специально оцениваться в ходе подготовки и реализации конкретных программ и проектов по развитию ВИЭ (с учетом комплексной оценки их конкретного вклада в достижение указанных стратегических целей).

Возобновляемая энергетика способна внести значительный вклад в решение важнейшей проблемы энергообеспечения децентрализованных районов России на долю которых приходится до 70% территории страны с населением до 20 млн. человек.

Наиболее перспективным вариантом построения автономных энергетических комплексов для таких объектов представляется интеграция в дизельную систему электроснабжения ветровых и фотоэлектрических станций.

1. СПОСОБЫ ПОСТРОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С УЧАСТИЕМ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Степень участия электроустановок возобновляемой энергетике в электрификации объекта зависит от многих факторов, среди которых важнейшими являются: энергетический потенциал ВИЭ и его изменение во времени, потребности объекта в мощности и энергии, требования к надежности электроснабжения, экономические показатели системы электроснабжения. В зависимости от этих и других факторов выбирается состав и структура энергетического комплекса.

По составу современные энергоустановки для децентрализованного электроснабжения могут строиться на основе автономных ветровых и солнечных электростанций или на основе совместного использования электроустановок возобновляемой энергетике и дизельных электростанций. Вариант с дизельной генерацией может реализовываться с использованием ДЭС в качестве резервного источника электропитания, либо для совместной работы с электроустановками возобновляемой энергетике на общую нагрузку.

1.1. Автономные системы электроснабжения на основе возобновляемых энергоисточников

Из-за переменного характера графиков электропотребления и энергетического потенциала возобновляемого источника, в состав схемы энергосистемы должно входить устройство накопления электроэнергии. Обобщенная структура автономных ветровых и солнечных электростанций показана на рис.1.

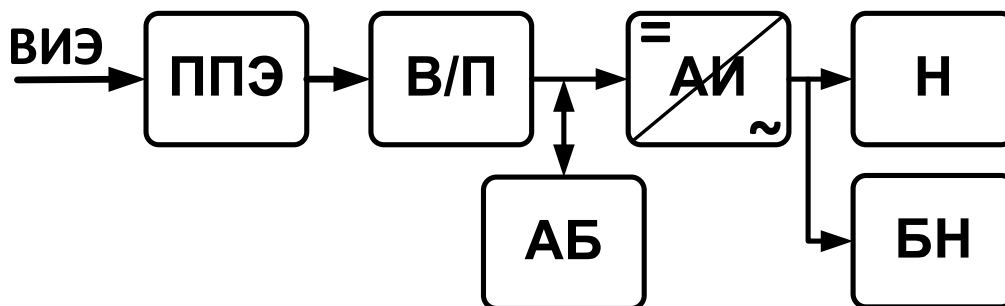


Рис.1. Автономная установка возобновляемой энергетики. ВИЭ-возобновляемый источник энергии, ППЭ-преобразователь первичного энергоресурса, В/П-выпрямитель или преобразователь электроэнергии, АБ-аккумуляторная батарея, АИ-автономный инвертор, Н-нагрузка, БН-балластная нагрузка.

В данной схеме нагрузка через автономный инвертор питается от аккумуляторной батареи. Пиковая мощность нагрузки определяется мощностью накопителя и инвертора. Средняя мощность нагрузки на конкретном временном интервале определяется положительным энергетическим балансом накопителя, когда его энергия, полученная от ВИЭ, превышает энергию отданную в нагрузку (с учетом коэффициентов полезного действия и рациональных режимов работы энергетического оборудования, в первую очередь аккумуляторных батарей). Балластная нагрузка принимает возможные излишки электроэнергии, не востребованные в текущий временной интервал нагрузкой и аккумуляторной батареей.

Очевидно, что для обеспечения энергоэффективного режима оборудования рассматриваемого энергетического комплекса необходима интеллектуальная система управления его элементами.

В связи с существенными суточными изменениями потенциала ветра и солнечного излучения, которые обычно не соответствуют сезонным и суточным изменениям графиков энергопотребления, электроснабжение децентрализованных объектов только от возобновляемых энергоисточников практически невозможно. Область их применения, как правило, ограничена отдельными потребителями мощностью в пределах единиц кВт.

1.2. Гибридные системы электроснабжения с дублирующими дизельными электростанциями

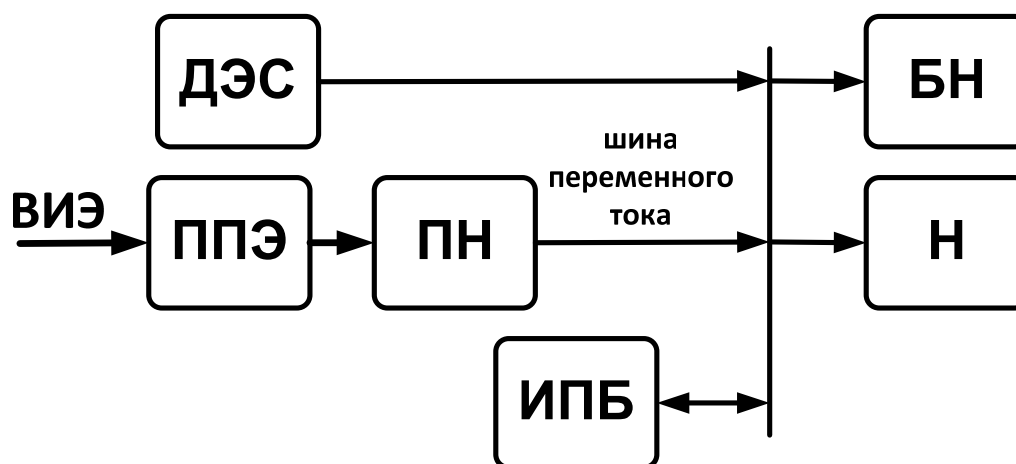
Сочетание гарантированного энергоисточника – ДЭС и нестабильного возобновляемого позволяет построить универсальные энергокомплексы с неплохими технико-экономическими характеристиками,

надежно обеспечивающими электроснабжение различных децентрализованных объектов.

Вариант энергетического комплекса с двумя энергоисточниками каждый из которых способен покрывать в определенные временные интервалы потребности электрической нагрузки характеризуется максимумом возможностей по замещению дизельной генерации энергией возобновляемого источника. Сокращение времени работы дизельной части энергокомплекса обеспечивает максимум экономии дизельного топлива и увеличивает срок эксплуатации ДЭС.

Возможность отключения ДЭС в периоды высоких значений потенциала возобновляемого энергоресурса достигается усложнением состава гибридного энергетического комплекса и алгоритмов управления его элементами.

Обобщенная схема гибридной системы электроснабжения рассматриваемого типа приведена на рис.2.



*Рис.2. Гибридный энергетический комплекс с дублирующей ДЭС.
ДЭС-дизельная электростанция, ППЭ-преобразователь первичного энергоресурса,
ПН- преобразователь напряжения, ИПБ-источник бесперебойного питания, Н-
нагрузка, БН-балластная нагрузка.*

Представленная схема гибридного энергетического комплекса предусматривает объединение различных источников электроэнергии на шине переменного тока.

В период высокого потенциала возобновляемого энергоресурса ДЭС отключается. Колебания потребляемой и генерируемой от ВИЭ мощности демпфируется запасом энергии в аккумуляторах ИПБ, что позволяет уменьшить количество запусков ДЭС.

В зависимости от соотношения установленных мощностей ДЭС и установок возобновляемой энергетики в гибридном комплексе может

предусматриваться раздельная работа этих энергоисточников или режим их параллельной работы на общую нагрузку в определенных ситуациях.

Очевидно, режим раздельной работы подразумевает относительно большую установленную мощность ППЭ возобновляемого энергоисточника. Соответственно, мгновенная мощность ветровой или солнечной электростанции может существенно превышать номинальную нагрузку. Для утилизации избыточной электроэнергии предусматривается балластная нагрузка БН.

Доля «зеленой» электроэнергии в общем энергетическом балансе рассматриваемой системы электроснабжения обычно составляет не менее 50%.

При меньших установленных мощностях установок возобновляемой энергетики увеличивается нагрузка на дизельную генерацию. Рост относительной продолжительности режимов генерации ППЭ ВИЭ не достаточной для текущего покрытия нагрузки определяет целесообразность режимов параллельной работы топливного и возобновляемого компонента гибридной электростанции. Реализация такого рода режима требует дополнительного усложнения алгоритмов управления энергетического комплекса введением в его состав соответствующего оборудования: универсального инвертора, способного работать автономно и параллельно с электрической сетью, устройства синхронизации.

Дальнейшим развитием интеллектуальных гибридных систем электроснабжения является использование в них инверторных ДЭС [4].

Структура таких комплексов показана на рис.3.

Преимуществом инверторной ДЭС является сокращение расхода топлива в режимах малых нагрузок за счет снижения частоты вращения дизель-генератора.

Обычно в качестве преобразователя напряжения ПН в таких системах используются выпрямительно-инверторные преобразователи частоты (В-АИ). Такие же преобразователи входят в состав современных ветроэлектростанций. Это обстоятельство, а также генерация электроэнергии фотоэлектрическими модулями на постоянном токе, определяют возможность объединения энергоисточников гибридной системы на шине постоянного тока с помощью выпрямителей или преобразователей напряжения (В/П).

Шина постоянного тока является конкурентно-способным вариантом построения системы, объединяющей энергоисточники различной физической природы.

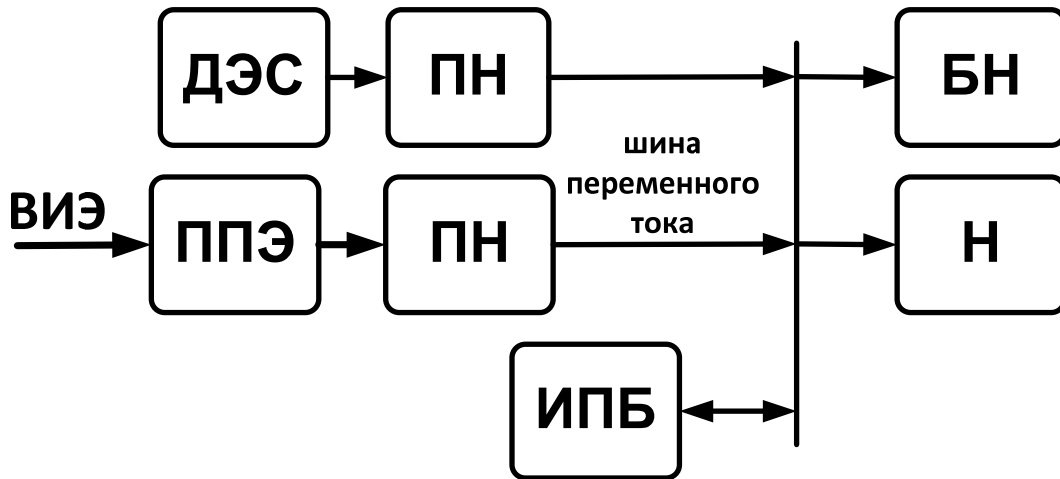


Рис.3. Гибридный энергетический комплекс с шиной переменного тока и инверторной ДЭС

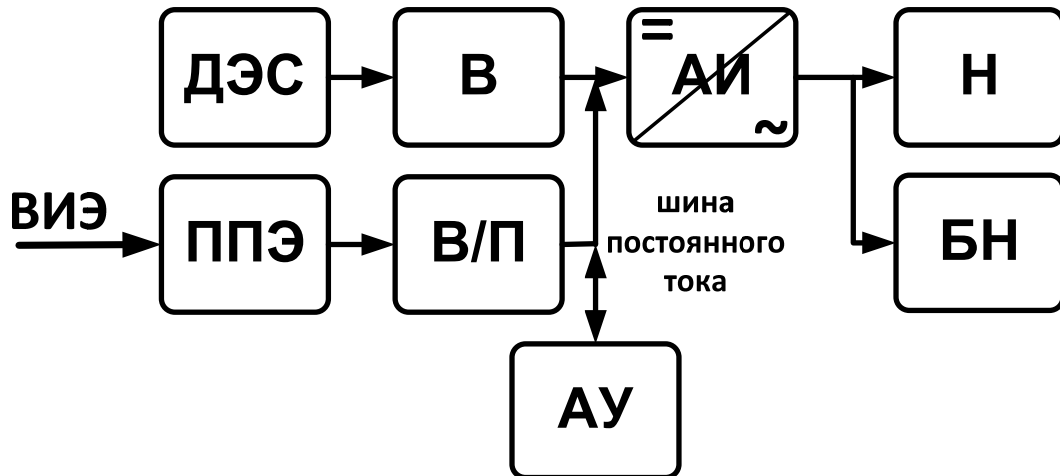


Рис.4. Гибридный энергетический комплекс с шиной постоянного тока. В/П-выпрямитель или преобразователь напряжения, АУ-аккумулирующее устройство, АИ-автономный инвертор

Преимущества шины переменного тока проявляются при построении системы распределенной генерации, обычно имеющей место при интеграции энергоустановок ВИЭ в существующие системы электроснабжения.

1.3. Гибридные системы электроснабжения с совместной ветро-солнечно-дизельной генерацией

Совместная работа в автономной системе электроснабжения ДЭС и установок возобновляемой энергетики наиболее рационально осу-

ществляется как работа ветровой и фотоэлектрической станции на электрическую сеть, образованную дизельной электростанцией. ДЭС в этом случае рассматривается как основной источник электроэнергии, а участие в генерации возобновляемых источников электроэнергии позволяет экономить часть топлива.

По условиям устойчивости системы электроснабжения, определяемым соотношением мощностей ДЭС и сетевых инверторов фото- или ветроэлектростанций, мгновенная мощность возобновляемой части энергетического комплекса не должна превышать 40-50% мощности ДЭС. Соотношение средних значений мощностей возобновляемой и дизельной частей гибридного энергокомплекса ориентировочно составляет 1/5.

Структура такого комплекса приведена на рис.5.

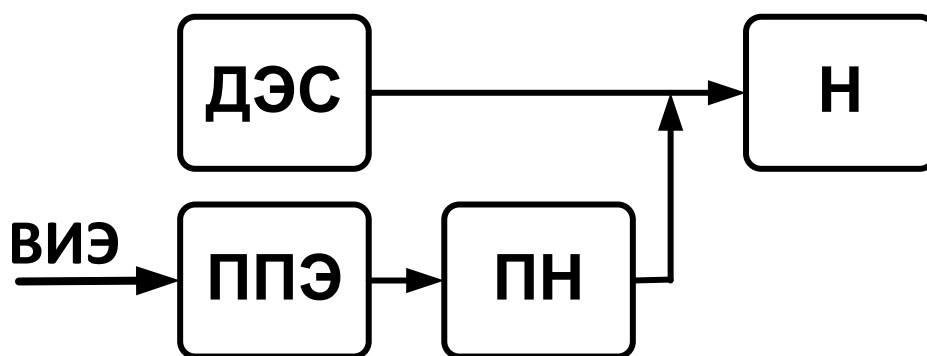


Рис.5. Гибридный энергетический комплекс с постоянно работающей ДЭС

Достоинством подобных комплексов является их простота, позволяющая снизить требования к системе управления и свести к минимуму состав оборудования.

Недостатком подобных комплексов является сравнительно небольшой объем замещения дизельной генерации.

2. ВЫБОР СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Объекты возобновляемой энергетики в силу зависимости от природных условий, многообразных компоновок, состава, способа производства работ, взаимодействия с окружающей средой, в большинстве случаев уникальны.

Выбор оптимального варианта проекта предусматривает учет многих взаимосвязанных факторов и производится посредством серии последовательных уточняющих расчетов.

К основным параметрам гибридного энергетического комплекса, подлежащим обоснованию в процессе проектирования относятся:

- ✓ оценка энергетических потребностей объекта электроснабжения;
- ✓ оценка экономического потенциала возобновляемого энергоресурса (ветра и солнечного излучения);
- ✓ параметры энергетического оборудования;
- ✓ установленная мощность комплекса и его составляющих;
- ✓ параметры коммуникаций.

На стадии ТЭО проекта обязательным является экономический расчет проекта и оценка его эффективности.

2.1. Оценка энергетических потребностей объекта электроснабжения

Объекты децентрализованного электроснабжения различаются большим разнообразием по установленной мощности, режимам энергопотребления, требованиям к качеству электроэнергии и т.п., в связи с чем, их достаточно сложно классифицировать. Наибольшее распространение децентрализованные системы электроснабжения получили для обеспечения электрической энергией следующих групп потребителей:

- индивидуальные потребители небольшой мощности от единиц до десятков кВт – коттеджи и загородные дома, метеостанции, вышки сотовой связи, полевые объекты и экспедиции, фермерские хозяйства, пограничные, радарные и навигационные посты и т. д.;
- групповые непромышленные потребители установленной мощностью от десятков до сотен кВт – отдельные крупные жилые здания и микрорайоны, различные объекты социальной сферы, торговые предприятия и учреждения здравоохранения, деревни, сёла, посёлки малоэтажной застройки и т. д.;
- промышленные предприятия с установленной мощностью от сотен до тысяч кВт – главным образом предприятия нефте - газодобывающей отраслей.

Характерной чертой децентрализованного потребителя является резкопеременный график электрической нагрузки в течение суток и года. В качестве примера, на рис.6 приведен суточный график потребления небольшого автономного поселения [2], а на рис.7 – годовой гра-

фик. Для надежного обеспечения потребителя электроэнергией в таких условиях необходим простой, надежный, экономичный, маневренный источник электропитания, который имеет возможность конструктивного исполнения на широкий диапазон установленных мощностей.

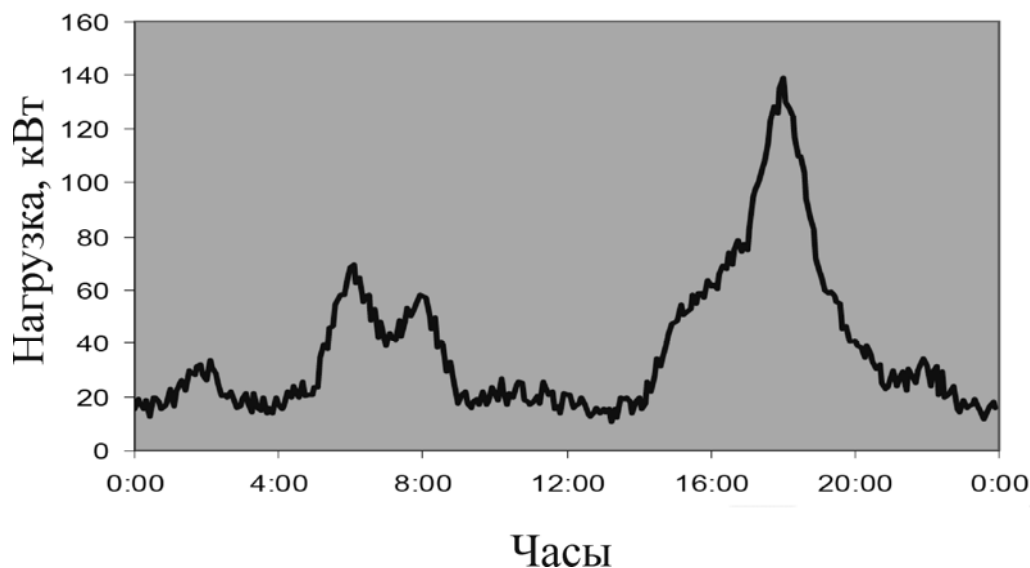


Рис.6. Суточный график электрических нагрузок небольшого автономного поселения

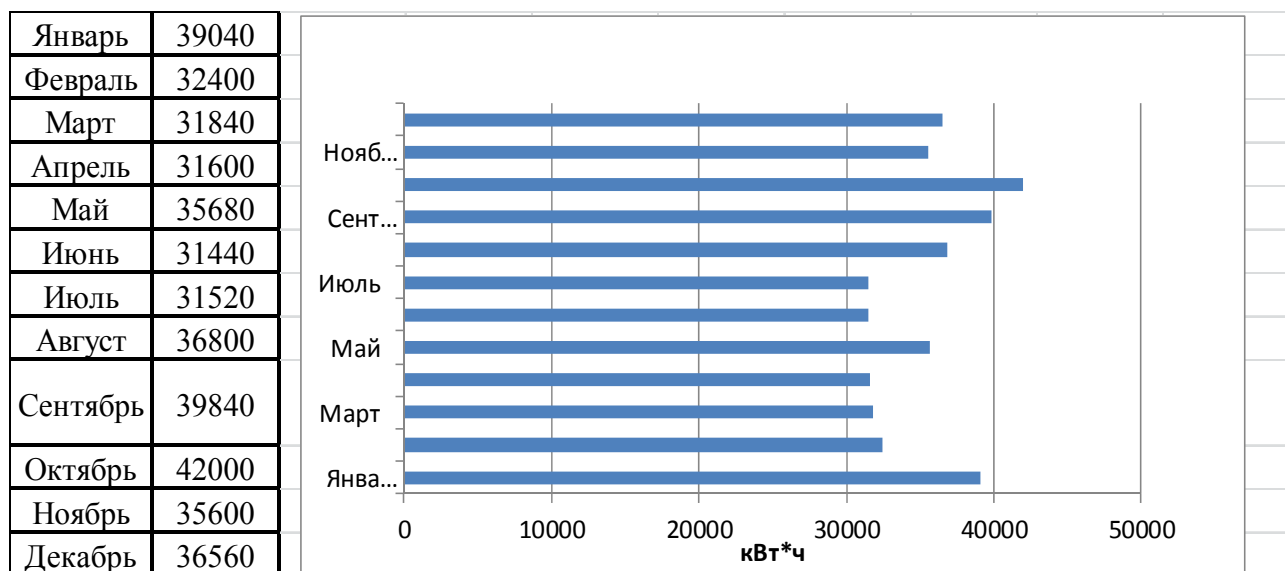


Рис.7. Годовой график электрических нагрузок объекта автономного электроснабжения

Расчетная электрическая мощность автономного объекта электропитания определяется по известным методикам. Так, если в качестве объекта электропитания выступает предприятие, то можно использовать метод упорядоченных диаграмм. Если объектом является жилое здание (различных типов) или комплекс зданий (поселок, микрорайон) то можно воспользоваться методиками, изложенными в [2]. Следует отметить, что перед началом расчетов необходимо проанализировать установленные электроприемники по потребляемой мощности и провести комплекс мероприятий по снижению мощности. Например, в качестве освещения использовать энергосберегающие (светодиодные) лампы, исключить такие электроприемники, как «теплый пол», бойлеры и др.

Для моделирования электрической нагрузки объекта можно использовать вероятностно-статистическую модель, задаваемую выражением:

$$P_{pi} = \bar{P}_i + \beta\sigma(P_i),$$

где P_{pi} – расчетная активная нагрузка на i -ом часе суточного графика; \bar{P}_i – математическое ожидание нагрузки на i -ом часе суточного графика; β – коэффициент надежности расчета, который определяет вероятность, с которой случайные значения нагрузки останутся меньшими принятого расчетного значения P_{pi} ; $\sigma(P_i)$ – среднее квадратичное отклонение для i -ой ступени суточного графика.

При нормальном законе распределения вероятностей величин нагрузок, при $\beta=2$, $\sigma(P_i)=0,025$.

В качестве базовой модели электрической нагрузки можно принять типовой график активной нагрузки сельских жилых домов (или малых сельскохозяйственных предприятий) [2], типичный для децентрализованных потребителей (рис.8).

Графики на рис.8 представлены в относительных единицах и позволяют по известному значению максимальной нагрузки объекта электропитания P_{max} (кВт) получить суточный график расчетной нагрузки объекта для любого дня года:

$$P_{pi} = \bar{P}_i P_{max} (1 \pm \beta\sigma(P_i)) K_c,$$

где K_c – коэффициент сезонности, значение которого представлены в табл. 1.

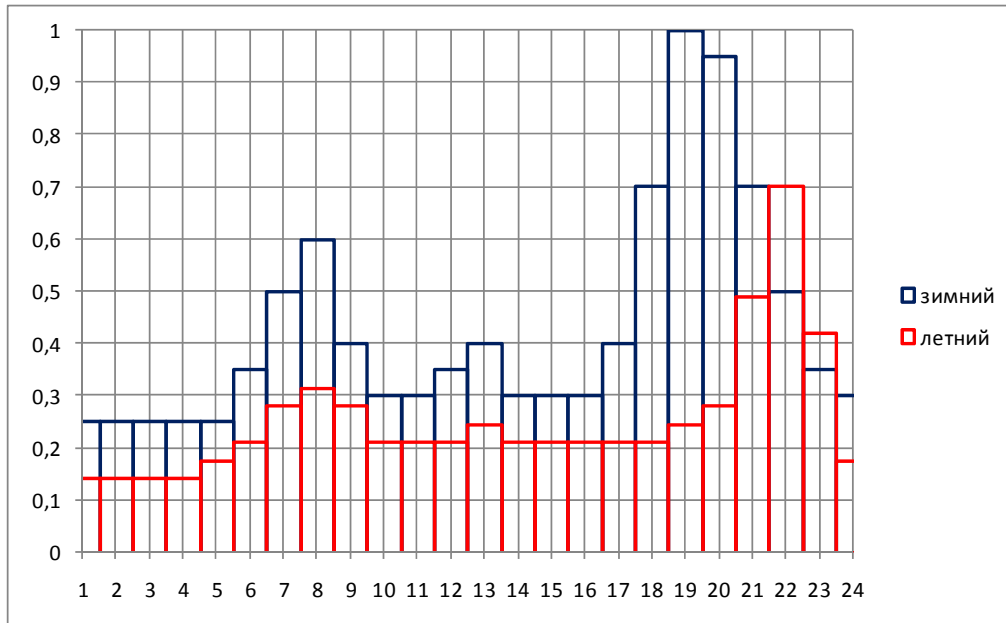


Рис.8. Типовые суточные графики нагрузки децентрализованных потребителей

Табл.1 – Коэффициенты сезонности для суточных графиков нагрузки децентрализованных потребителей

№, пп	Месяц	Коэффициент сезонности, k_c
1	Январь	1,0
2	Февраль	1,0
3	Март	0,8
4	Апрель	0,8
5	Май	0,8
6	Июнь	0,7
7	Июль	0,7
8	Август	0,7
9	Сентябрь	0,9
10	Октябрь	0,9
11	Ноябрь	0,9
12	Декабрь	1,0

В качестве примера на рис.9 представлен суточный график нагрузки децентрализованного потребителя для января месяца, на котором показан диапазон возможного изменения нагрузки на каждом часе суток.

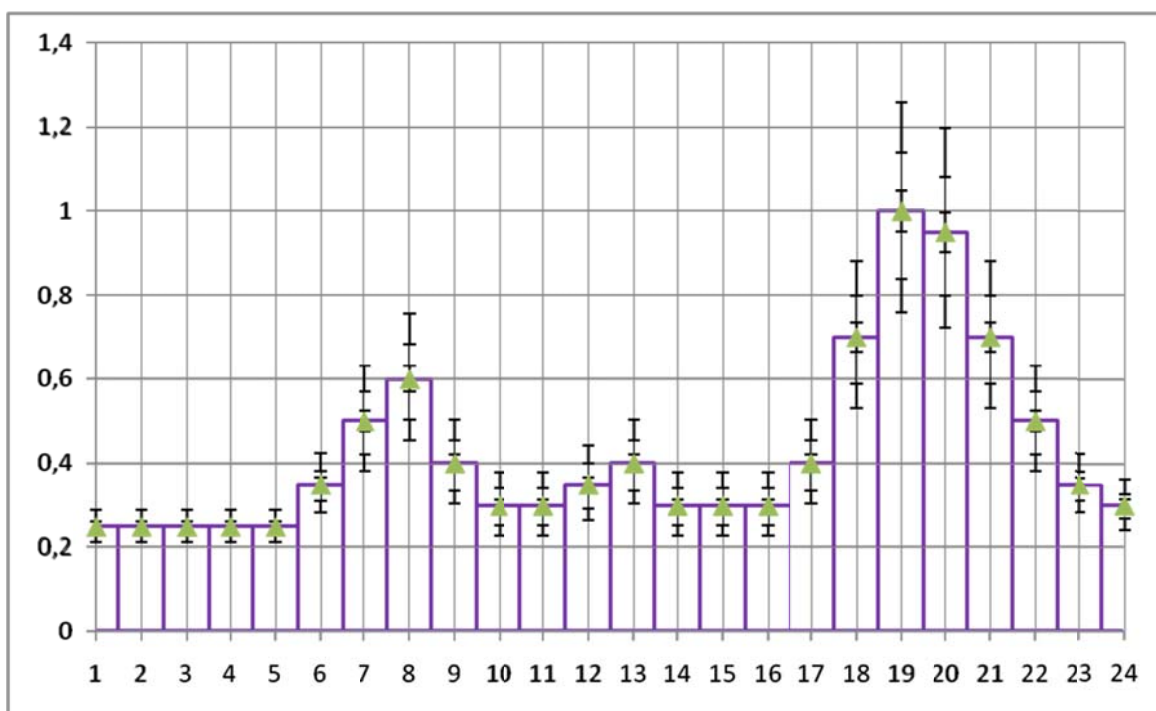


Рис.9. Суточный график нагрузки децентрализованных потребителей для января

В результате получаем имитационную модель электрической нагрузки автономного объекта электроснабжения, которую можно использовать для определения энергетических характеристик системы электроснабжения с возобновляемыми энергоисточниками.

2.2. Оценка ветроэнергетического потенциала

Ветроэнергетический потенциал определяется как полная энергия ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли.

Энергия ветра характеризуется скоростью, являющейся случайной переменной в пространстве и времени. Поэтому, энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используется час, сутки, сезон, год.

Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона. Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени. В литературе [30] приводятся рекомендации о целесообразности 10-летних объемов выборки наблюдений.

Среднегодовая скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение, полученное в результате измерений скорости через равные промежутки времени в течение заданного периода: сутки, месяц, год, несколько лет:

$$V_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i,$$

где V_i – скорость ветра в интервале измерения i ; n – количество интервалов измерений.

Данные наблюдений представлены в электронной базе «Сервер погоды России» [4] представляет собой ежедневные результаты измерений по несколько раз в сутки на конкретной метеостанции.

Для численной оценки разброса скоростей ветра от среднего значения используется коэффициент вариации средних скоростей, который определяется выражением :

$$C_v = \frac{S_v}{V_{\text{ср}}},$$

где S_v – среднее квадратичное отклонение текущей скорости ветра от среднего значения; $V_{\text{ср}}$ – средняя скорость ветра за исследуемый период времени.

Средняя скорость ветра служит ориентировочным показателем, характеризующим возможность применения ветроэлектростанций в данной местности. Критериями служит значение скоростей ветра при которых современные ветроустановки начинают вращаться и развивают свою номинальную мощность.

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей

поверхности возрастает и воздушный поток становится более устойчивым. Степень увеличения скорости ветра с высотой сильно зависит от шероховатости подстилающей поверхности. Для различных типов поверхности высота шероховатости Z_0 может быть определена, как высота, на которой скорость ветра равна 0.

Значение Z_0 для различных типов поверхностей приведена в табл. 2 [7].

Табл. 2.

Тип поверхности	Характеристика	Z_0 , м
Ровная	Пляж, лед, снежные пейзажи	0,005
Открытая	Низкая трава, аэропорты, убранные поля	0,03
Шероховатая	Поля с высокими культурами, деревья, леса, сады	0,25
Очень шероховатая	Леса, сады	0,5
Закрытые	Деревни, окрестности городов	1
Города	Центры городов, открытые поверхности в лесах	2

Эти значения шероховатостей можно использовать в формуле, отражающей логарифмическую зависимость скорости ветра V_H от высоты H :

$$V_H = V_\phi \ln(H/Z_0) / \ln(H_\phi/Z_0),$$

где H_ϕ – высота флюгера, принимаемая 10 м, V_ϕ – скорость ветра на высоте флюгера.

Формула может быть использована для территорий, где нет больших холмов или других больших препятствий на расстоянии от 1 до 2 км от ВЭУ.

Важный энергетический показатель «Повторяемость различных градаций скорости ветра» можно рассматривать как процент времени, в течение которого наблюдалась та или иная градация скорости ветра. Повторяемость скорости ветра по градациям представляет собой временную характеристику скорости ветра. Эта характеристика важна для ветроэнергетических расчетов, связанных с оценкой интервалов времени работы ветроэлектростанции при различных скоростях ветра. В качестве примера распределения ветрового потенциала в течение года по градациям в таблице 3 приведены данные метеостанции Александровское Томской области. В силу заметных сезонных изменений скоростей ветра целесообразно в качестве интервала дискретизации ветрогенерации выбирать месяц. Тогда среднее значение распределения месячного

ветрового потенциала определяется обработкой данных ежедневных наблюдений на ближайшей метеостанции.

Кроме эмпирических зависимостей типа данных табл. 3, для описания характеристик скоростей ветра используются некоторые модельные функции, описывающие распределение случайных значений скоростей ветра V . Чаще всего используются функции распределения Вейбула.

Табл. 3. Повторяемость (%) различных градаций скорости ветра

Скорость ветра, м/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Александровское													
0 – 1	28.7	28.3	26.5	23.1	16.4	20.5	30.7	28.3	23.6	19.5	19.2	28.0	24.4
2 – 3	33.6	33.1	32.0	31.0	31.0	31.8	36.0	26.6	36.3	33.2	32.0	34.5	33.4
4 – 5	22.8	23.9	25.4	27.3	31.4	29.8	22.4	23.6	26.0	30.1	28.3	23.6	26.3
6 – 7	10.4	10.4	11.4	12.7	14.2	12.3	7.8	8.0	9.6	12.1	14.2	10.4	11.1
8 – 9	3.6	3.7	4.3	5.4	6.2	4.9	2.8	3.3	4.2	4.6	5.8	3.1	4.3
10 – 11	0.6	0.3	0.2	0.4	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
12 – 13	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
14 – 15		0.1	0.1			0.2							0.0
16 – 17					0.1					0.1			0.0

Распределение скорости ветра по градациям позволяет рассчитать выработку ветроэлектростанции по каждому месяцу. Для этого следует процент повторяемости интервала скорости ветра преобразовать в соответствующий временной интервал. Тогда мощность ветрогенератора, соответствующая данной ветровой градации, и время работы ВЭС в данном режиме позволяют определить количество электроэнергии за рассматриваемый месяц при соответствующей скорости ветра. Суммарная энергия, которую может произвести ветроэлектростанция конкретного типа за рассматриваемый временной интервал, определяется как сумма энергий, соответствующих каждой градации ветра;

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_i T_i$$

где P_i – мощность ВЭС при средней скорости ветра i – градации; T_i – продолжительность i – градации скорости ветра в течении месяца; n – количество градаций скорости ветра.

Пример распределения продолжительности градаций скорости ветра за два месяца наблюдения на метеостанции «Александровское» за период с 2008 по 2011 г. приведен на рис.10.

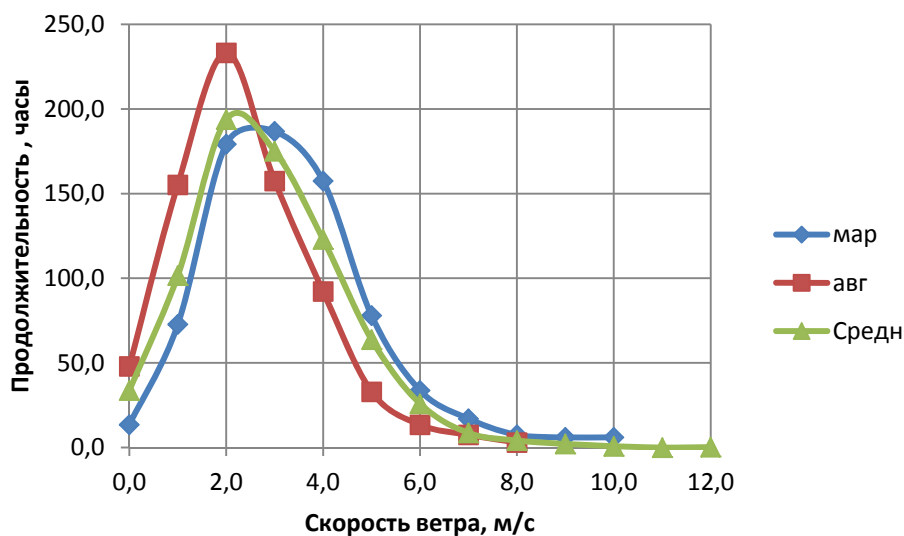


Рис.10. График распределения продолжительности градаций скорости ветра

При расчете выработки электроэнергии следует учитывать увеличение скорости ветра на высоте оси ветродвигателя по сравнению с данными наблюдений на высоте флюгера.

Обычно башня для ветроэлектростанции входит в состав её комплектации с указанием конструктивных параметров. Для автономных ВЭС на мощности до 100-200 кВт высота башни обычно не превышает 50 м. Соответственно, учет вертикального профиля ветра на высотах 20, 30, 40, 50 м. позволит более точно оценить ветроэнергетический потенциал местности.

Для оценки преобладающего направления ветров строится роза ветров (рис.11), представляющая собой векторную диаграмму, у которой длина лучей, расходящихся от центра диаграммы в разных направлениях (румбах горизонта), пропорциональна повторяемости ветров этих направлений.

Преобладающее направление ветра на выбранной площадке следует учитывать при строительстве ветропарка, а также соотносить его с ландшафтом (за исключением равнинного характера местности).

Таким образом, результатами исследования ветроэнергетического потенциала в предполагаемом месте размещения ветроэлектростанции являются следующие характеристики.

- 1) Определение среднедневной, среднемесячной и среднегодовой скорости ветра по данным метеонаблюдений за 5-10 лет.
- 2) Пересчет средней скорости ветра каждого месяца на предполагаемую высоту башни ветрогенератора.

- 3) Распределение скорости ветра на высоте оси ветрогенератора по градациям для каждого месяца года.
- 4) Построение розы ветров для исследуемой местности.

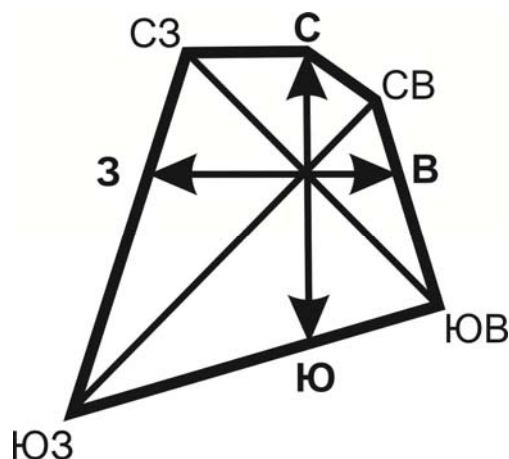


Рис.11. Роза ветров

Полученные ветроэнергетические характеристики позволяют оптимизировать выбор ветроэнергетического оборудования и, далее, интегрировать его в систему электроснабжения поселка.

2.3. Оценка потенциала солнечного излучения

Основным источником энергии для нашей планеты является солнечная энергия. Именно Солнце является прародителем всех основных энергетических ресурсов, используемых человечеством – Солнце нагревает атмосферу и поверхность Земли, благодаря чему дуют ветры, перемещаются массы воды, развиваются растения, образуются органические виды топлива. Солнце представляет собой огромный, ярко светящийся газовый шар, который состоит в основном из водорода (70%) и гелия (27%). В недрах Солнца непрерывно протекают термоядерные реакции, сопровождающиеся выделением огромного количества энергии. Интенсивность излучения на поверхности Солнца составляет 70-80 тыс. кВт/м² при температуре около 6000°С. Суммарная мощность лучистой энергии, поступающей к Земной атмосфере, равна примерно 180000 млрд. кВт. Количество солнечной лучистой энергии, приходящей за год к атмосфере Земли, составляет колоссальную величину – $1,5 \cdot 10^{18}$ кВт·ч. Из-за отражения, рассеивания и поглощения ее атмосферными газами и

аэрозолями только 47% всей энергии, или приблизительно $7 \cdot 10^{17}$ кВт·ч, достигает поверхности Земли.

Интенсивность солнечного излучения зависит от множества факторов: географической широты, угла наклона приемной поверхности по отношению к Солнцу, местного климата, облачности, запыленности воздуха, высоты над уровнем моря, сезона года и времени суток. В средних широтах днем интенсивность солнечного излучения достигает 800 Вт/м^2 летом и $200 \dots 350 \text{ Вт/м}^2$ зимой, уменьшаясь практически до нуля с заходом Солнца.

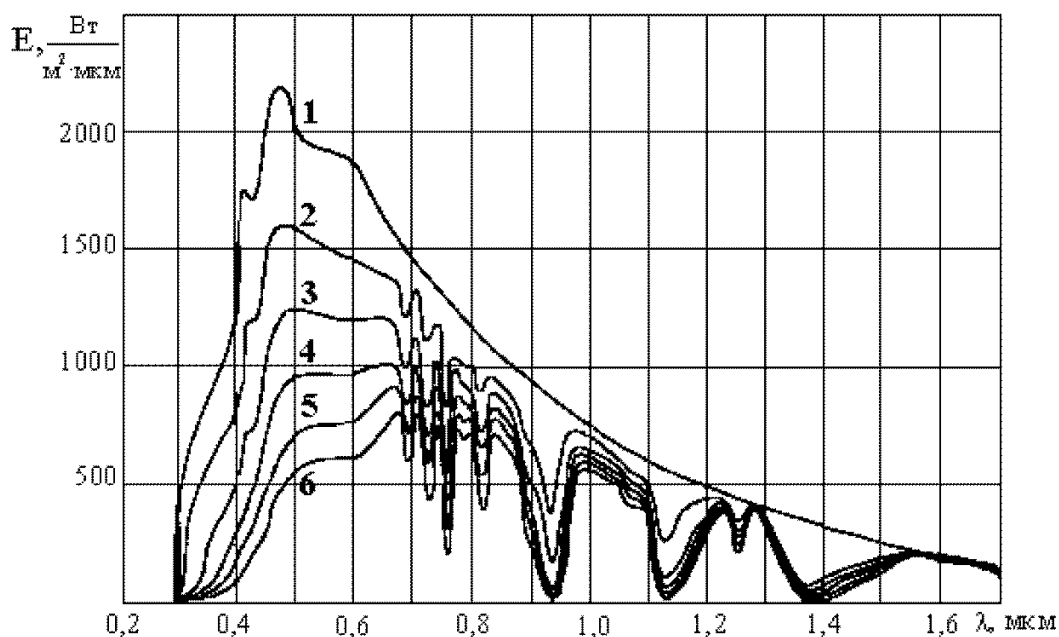


Рис.12. Спектральное распределение энергии солнечного излучения при различных значениях атмосферной массы: 1 - AM0; 2 – AM1; 3 – AM2; 4 – AM3; 5 – AM4; 6 – AM5

Спектральный состав и плотность потока солнечного излучения у поверхности Земли меняются в зависимости от длины оптического пути световых лучей в атмосфере. Длина этого пути характеризуется величиной, называемой оптической атмосферной массой m , которая связана с углом α (угол высоты Солнца над горизонтом) зависимостью $m = (\sin \alpha)^{-1}$. Уровень интенсивности потока солнечного излучения в околоземном космическом пространстве принято обозначать как AM0, на экваторе — AM1 ($m=1$), в средних широтах при высоте солнца $41^\circ 49'$ – AM1,5 ($m=1,5$), при высоте Солнца 30° – AM2 ($m=2$), и т.д. На рис.12 приведены зависимости спектральной мощности $E(\lambda)$ солнечного из-

лучения от длины волны λ при различных значениях атмосферной массы.

Диапазоном видимого света считается участок длин волн от 380 нм (глубокий фиолетовый) до 760 нм (глубокий красный). Всё, что имеет меньшую длину волны, обладает более высокой энергией фотонов и подразделяется на ультрафиолетовый, рентгеновский и гамма-диапазоны излучения. Невзирая на высокую энергию фотонов, самих фотонов в этих диапазонах не так уж много, поэтому общий энергетический вклад этого участка спектра весьма мал. Всё, что имеет большую длину волны, обладает меньшей по сравнению с видимым светом энергией фотонов и подразделяется на инфракрасный диапазон (тепловое излучение) и различные участки радиодиапазона. Из графика видно, что в инфракрасном диапазоне Солнце излучает практически столько же энергии, как и в видимом (уровни меньше, зато диапазон шире), а вот в радиочастотном диапазоне энергия излучения очень мала.

Приблизительное распределение энергетического потока солнечного излучения по различным спектральным диапазонам имеет следующий вид [9]:

- инфракрасный диапазон и более длинные волны ($\lambda > 750$ нм и частота $F < 400$ ТГц) – 46,3%;
- видимый спектр (400 нм $< \lambda < 750$ нм и 400 ТГц $< F < 750$ ТГц) – 44,6%;
- ультрафиолетовое излучение и более высокие частоты ($\lambda < 400$ нм и $F > 750$ ТГц) – 9,1%.

Суммарный валовой потенциал солнечной энергии на территории России оценивается в 2205 млрд. т.у.т., технический потенциал составляет 9,7 млрд. т.у.т, причем 90% из него возможно использовать для производства тепла [3, 6]. В табл.4 приведены данные распределения валового и технического гелиопотенциала по округам Российской Федерации [3].

На рис.13 приведена карта интенсивности солнечного излучения на территории России [6]. Количество солнечной энергии, поступающей в год на 1 м^2 горизонтальной поверхности изменяется от 800 кВт·ч на севере до 1400 кВт·ч на юге страны. Продолжительность солнечного сияния по территории России с севера на юг возрастает более чем в два раза – от 1200 до 2600 ч/год. Использование солнечной энергии целесообразно при годовой продолжительности солнечного сияния больше 2000 часов и приходе солнечной радиации на горизонтальную поверхность не менее 1000 кВт·ч/м².

Продолжительность солнечного сияния в любом пункте зависит от продолжительности дня, от облачности и возрастает с севера на юг. Однако широтное распределение солнечного сияния часто нарушается из-за наличия облачного покрова, обусловленного особенностями атмосферной циркуляции, туманов в прибрежных зонах.

Табл. 4. Распределение ресурсов солнечной энергии по федеральным округам России, млрд. т.у.т.

Федеральный округ	Валовой потенциал	Технический потенциал	
		производство тепла	производство электроэнергии
Россия в целом	2205,4	8,8	0,9
в том числе:			
Центральный	84,9	0,4	0,03
Северо-Западный	178,2	0,7	0,08
Южный	100,7	0,6	0,04
Приволжский	140,8	0,7	0,06
Уральский	215,6	0,7	0,09
Сибирский	672,0	2,9	0,3
Дальневосточный	813,2	2,9	0,3



Рис.13. Карта интенсивности удельной суточной дозы солнечного излучения на территории России

В горных районах, вследствие естественной открытости, наблюдается увеличение числа часов солнечного сияния. В узких долинах, котловинах, ущельях и на защищенных склонах гор продолжительность солнечного сияния резко уменьшается. Даже на одной локальной территории разброс этих значений может быть вполне ощутимым: средняя часовая продолжительность годового солнечного сияния во Владивостоке в районе порта составляет 1999 часов, а в пригороде – 2300 часов. В центральной части Республики Саха(Якутия) этот показатель значительно выше, чем на территориях других субъектов РФ, расположенных на такой же широте.

В годовом разрезе значительное увеличение солнечной энергии приходится на март-апрель, а существенное снижение наступает с октября месяца. Для южных и средних широт на 5 холодных месяцев (с октября по февраль) приходится от 10 до 20% годового значения потенциала солнечной энергии. Для северных широт с приближением к северному полярному кругу эта величина снижается до нуля.

Наибольшим гелиопотенциалом обладают Нижнее Поволжье, Калмыкия, Астраханская область, Северный Кавказ, южные районы Сибири (особенно можно выделить южные территории Республики Алтай и Республики Тыва) и Дальнего Востока(юг Хабаровского края и Приморский край) [10].

Солнечное излучение зависит от географической широты точки на земной поверхности, ее высоты над уровнем моря, времени года и суток, прозрачности атмосферы и облачности. Природный гелиопотенциал характеризуют суммарная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность и продолжительность солнечного сияния в течение года.

Количество солнечной радиации, которое принципиально возможно использовать, увеличится, если приемную поверхность наклонить под некоторым углом, при этом максимум будет достигнут, если поверхность расположить перпендикулярно солнечным лучам на панелях, следящих за Солнцем, которые динамически ориентируются относительно его видимого положения. Это увеличивает дневной приход солнечной радиации летом на 25-40%, зимой – на 10-15%. Чаще всего на практике угол наклона рабочих поверхностей ориентируют на юг и принимают равным широте местности: такой наклон считается оптимальным и наиболее технически реализуемым. Увеличить величину получаемой энергии позволяет сезонная корректировка расположения гелиоприемников.

Излучение, достигающее земной поверхности состоит из двух составляющих: прямой и диффузионной. Прямое излучение – это излуче-

ние, поступающее от Солнца, без изменения его направления. Диффузионное (рассеянное) излучение — это солнечное излучение после изменения его направления вследствие отражения и преломления атмосферой.

На рис.14 приведена расчетная схема, используемая при расчете поступающего солнечного излучения на произвольно ориентированную площадку [11]. При расчете используются следующие понятия.

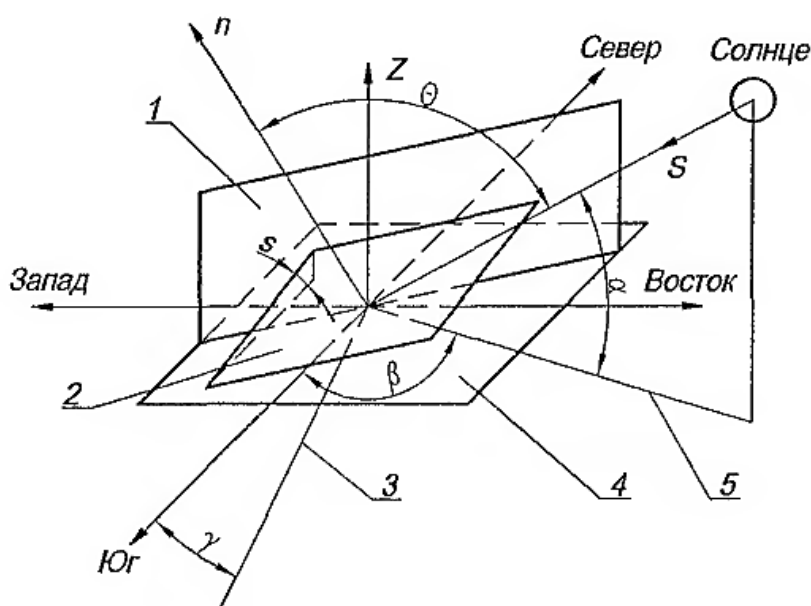


Рис.14. Расчетная схема: 1 – вертикальная плоскость; 2 – наклонная плоскость (исследуемая площадка); 3 – горизонтальная проекция нормали n ; 4 – горизонтальная плоскость; 5 – горизонтальная проекция солнечного луча; Z – вертикаль места; n – нормаль к наклонной плоскости; S – прямое солнечное излучение на поверхность Земли; α – высота Солнца; β – азимут Солнца; γ – азимутальный угол исследуемой площадки; θ – угол падения прямого солнечного излучения; δ – угол наклона исследуемой площадки

Угол падения прямого солнечного излучения θ – угол между направлением излучения на любую поверхность и нормалью n к этой поверхности.

Склонение δ – угловое положение Солнца в солнечный полдень относительно плоскости экватора (значение положительно для северного полушария).

Азимутальный угол плоскости γ – отклонение нормали к плоскости от местного меридиана (отклонение к востоку считается положительным, к западу – отрицательным).

Высота Солнца α – угол между направлением прямого солнечного излучения и горизонтальной проекцией солнечного луча.

Азимут Солнца β – угол между горизонтальной проекцией солнечного луча и направлением на юг.

Часовой угол ω – угол, который определяет угловое смещение Солнца в течение суток. В полуденный час угол равен нулю. Значение часового угла до полудня считается положительным, после полудня – отрицательным.

Для определения солнечной радиации, падающей на наклонную исследуемую плоскую площадку, воспользуемся выражением

$$Q_{\text{накл}} = Q_{\text{пр}} + Q_{\text{рас}} + Q_{\text{отр}}, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{накл}}$ – суммарная солнечная радиация, падающая на наклонную плоскость, Вт/м²; $Q_{\text{пр}}$ – прямое солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность, Вт/м²; $Q_{\text{рас}}$ – рассеянная солнечная энергия, падающая на наклонную поверхность, Вт/м²; $Q_{\text{отр}}$ – излучение, отраженное от поверхности Земли, Вт/м².

Значение $Q_{\text{пр}}$ находят из выражения

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{орт}} \cos \theta, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{орт}}$ – прямое солнечное излучение, падающее на ортогональную лучам плоскость, Вт/м².

Значение $Q_{\text{орт}}$ можно найти по формуле Кастрова

$$Q_{\text{орт}} = \frac{Q_0 \sin \alpha}{\sin \alpha + c}, \quad (2.3)$$

где Q_0 – солнечная постоянная, 1370 Вт/м²; c – безразмерная величина, характеризующая степень прозрачности атмосферы. Для средней прозрачности $c=0,81$.

Угол падения прямого солнечного излучения θ можно найти из выражения

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varphi \cos s - \sin \delta \cos \varphi \sin s \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos s \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin s \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin s \sin \gamma \sin \omega$$

где φ – географическая широта места, рад; δ – склонение Солнца, рад; s – угол наклона исследуемой плоскости к горизонту, рад.

Значение склонения δ можно найти по приближенной формуле Купера [7]

$$\delta = 0,41 \sin\left(\frac{360(284 + N)}{365}\right), \quad (2.5)$$

где N – порядковый номер дня в году, отсчитываемый от первого января.

Угол наклона s рассматриваемой плоской площадки к горизонту изменяется от 0 до $\pi/2$. Угол равный 0 соответствует горизонтально расположенной площадке, а $\pi/2$ – вертикально расположенной площадке. Азимутальный угол площадки γ может изменяться в диапазоне от $-\pi$ до π . $\gamma = 0$ – соответствует плоскости ориентированной на юг, $\gamma = \pi/2$ – при ориентации на юго-восток, $\gamma = -\pi/2$ – при ориентации на юго-запад. Часовой угол ω определяет угловое смещение Солнца в течение суток и составляет $\pi/12$ на один час времени. Высоту Солнца α (рис.15) можно определить из выражения

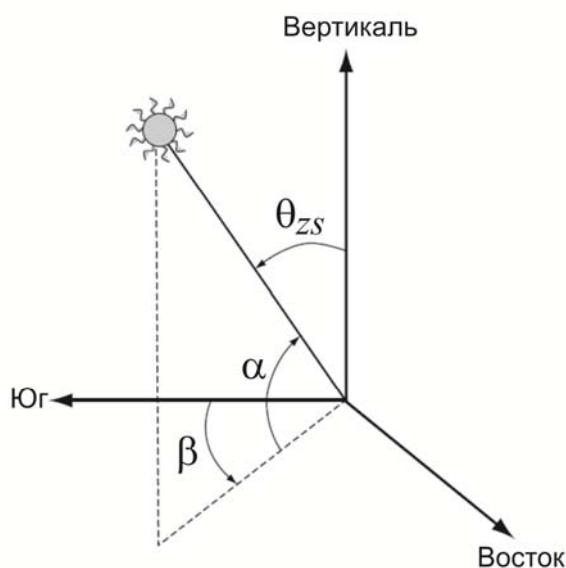


Рис. 15. Координаты Солнца относительно географически ориентированной системы координат

$$\sin \alpha = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega. \quad (2.6)$$

Азимут Солнца определяется из выражения

$$\cos \beta = \frac{\sin \alpha \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \varphi} \operatorname{sign}(\varphi). \quad (2.7)$$

Причем $\cos \theta_{ZS} = \sin \alpha$.

Рассеянную солнечную радиацию $Q_{\text{рас}}$, поступающую на рассматриваемую наклонную плоскость, определим по выражению

$$Q_{\text{рас}} = Q_{\text{рас_гор}} \left[0,55 + 0,434 \cos \theta + 0,313 (\cos \theta)^2 \right], \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{рас_гор}}$ – поток рассеянной солнечной энергии, падающий на горизонтальную плоскость. Его можно определить по формуле Берлаге [10]

$$Q_{\text{рас_гор}} = \frac{1}{3} (Q_0 - Q_{\text{отр}}) \sin \alpha. \quad (2.9)$$

Отраженное от поверхности Земли и падающее на наклонно установленную плоскость излучение $Q_{\text{отр}}$, учитываемое в выражении (2.1) для суммарного потока солнечной радиации, пренебрежимо мало и его можно не учитывать.

Таким образом, используя приведенные выражения (2.1)-(2.9) можно рассчитать суммарную солнечную радиацию, падающую на неподвижную наклонную плоскую площадку

$$Q_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) = Q_{\text{пр}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) + Q_{\text{рас}}(\varphi, \omega, s, N). \quad (2.10)$$

Для того, чтобы учесть уменьшение потока излучения за счет облачности, можно использовать эмпирические коэффициенты a, b, n [11,15]. a – коэффициент зависящий от среды (суша или море) и от широты места; b – коэффициент, который в данном случае можно считать постоянным и равным 0,38; n – количество облаков в долях единицы ($n = 0$ при безоблачном небе, $n = 1$ при сплошной облачности). Тогда выражение для расчета солнечной радиации, падающей на произвольную наклонную площадку в условиях облачности, запишется в виде

$$Q_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) = \left[Q_{\text{пр}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) + Q_{\text{рас}}(\varphi, \omega, s, N) \right] \times \\ \times [1 - (a + bn)n]. \quad (2.11)$$

Таким образом, задавая углы ориентации площадки γ и s , используя выражения (2.10) или (2.11), можно вычислить величину падающей солнечной радиации для данной точки местности для любого дня года и момента времени. Для определения удельной суточной энергии поступающей на наклонную площадку необходимо провести интегрирование по выражению

$$W_{\text{уд_сут}}(N) = \frac{12}{\pi} (10^{-3}) \int_{\omega_k}^{\omega_n} Q_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) d\omega, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.12)$$

где ω_n, ω_k – часовые углы, соответствующие моментам времени начала и окончания процесса облучения поверхности, соответственно.

Также по данной методике можно определить оптимальное значение угла наклона площадки (солнечной панели) для данного интервала времени (месяца, сезона, года). Для проведения расчетов лучше использовать известные математические программные пакеты, например, MATLAB.

Возможно несколько случаев ориентации солнечных панелей в процессе их работы:

1) Установка посредством фотоэлектрических датчиков и следящих систем перпендикулярно потоку падающего излучения. При этом возможны варианты слежения как по двум осям (азимуту и наклону), так и по одной оси (наклону).

2) Программные развороты солнечных панелей в зависимости от расположения светила посредством специальных приводов. При этом возможны варианты поворотов как по двум осям (азимуту и наклону), так и по одной оси (наклону).

3) Дискретное посезонное (помесячное) изменение угла наклона панели. При этом в азимуте панель ориентируется на юг.

4) Фиксированное положение панели, как по углу наклона, так и в азимуте, на весь период эксплуатации.

С точки зрения энергоэффективности первый вариант самый лучший. Он позволяет получать на 30% суточной солнечной энергии, падающей на панель, больше, но в тоже время требует применение дорогостоящих следящих приводов и специальных конструкций стоек крепления солнечных панелей. Стоимость приводов соизмерима со стоимостью самих солнечных панелей.

Второй способ по эффективности уступает первому на 3-5%, но для его реализации можно использовать разомкнутый (без обратной связи) шаговый электропривод, что несколько снижает стоимость, но она будет также значительна. Рассмотренные выше способы, как правило,

применяются для ориентации концентраторов солнечной энергии в солнечных электростанциях теплового типа. Для их применения в составе фотоэлектрических станций требуется технико-экономическое обоснование.

Четвертый способ с фиксированной ориентацией панелей на всем промежутке эксплуатации имеет самую низкую энергоэффективность, но прост в реализации. Он, как правило, применяется в фотоэлектростанциях различных мощностей.

Следует отметить, что ориентации в азимуте на юг может осуществляться не слишком точно (с точностью в несколько градусов). Как показали исследования, изменение азимута в 15° уменьшает поступление солнечной радиации на площадку на 5%.

Таким образом, используя описанную методику, можно рассчитать уровень удельной инсоляции для типичного дня каждого месяца года при средних условиях облачности для анализируемого месяца.

В качестве типичного дня можно рекомендовать середину месяца. Характеристики облачности могут быть определены на основе базы данных метеонаблюдений (Сервер «Погода России» []).

Умножая удельную суточную энергию солнечного излучения на количество дней в месяце, получаем удельную месячную энергию солнечного излучения в месте размещения фотоэлектростанции.

Обычно фотопанели размещаются под углом наклона, равным широте местности с ориентацией на юг. Если количество фотопанелей позволяет с приемлемыми трудозатратами производить сезонные изменения угла наклона, то следует учесть эту особенность в процессе расчета.

Полученное помесечное распределение удельной энергии солнечного излучения для конкретной местности позволяет выбирать оборудование фотоэлектростанции и строить энергетические балансы автономной системы электроснабжения.

Практическое распространение в настоящее время получил метод оценки солнечного потенциала с помощью компьютерных баз данных, например «NASA». С помощью такого рода информации, полученной на основе данных глобальных метеонаблюдений, можно с приемлемой точностью оценить интегральную энергию солнечного излучения в заданном районе с учетом реальной облачности и ориентации приёмной панели в пространстве.

Данный подход универсален и позволяет объективно получать необходимую информацию.

2.4. Выбор типа возобновляемого энергокомплекса

Энергетические характеристики возобновляемых ресурсов позволяют сделать первичные выводы относительно целесообразности использования ветра и солнечного излучения в рассматриваемой местности.

Следуя распространенным рекомендациям и руководствам по применению ветроустановок малой и средней мощности, среднегодовая скорость ветра не должна быть менее 4 м/с.

Более обоснованные выводы с учетом распространения ветрогенераторов с малыми рабочими скоростями ветра и стоимости локальной дизельной генерации можно получить на основании экономического анализа. Следует иметь в виду, что в некоторых ситуациях в автономных системах электроснабжения ветроэнергетика имеет смысл и при более низких скоростях ветра. Вероятно, нижнем пределом среднегодовой скорости ветра на сегодня следует считать 3 м/с.

Энергетический потенциал солнечного излучения распределен по территории более равномерно. Возможность фотоэлектрического преобразования не только прямого солнечного излучения, но и рассеянного позволяет использовать фотоэлектростанции практически повсеместно.

Распространенной рекомендацией о целесообразности применения фотоэлектростанций является уровень удельной годовой инсоляции более 1000 кВтч на квадратный метр горизонтальной поверхности.

Окончательный вариант структуры гибридного энергетического комплекса и степень участия в генерировании электроэнергии установками ВИЭ определяется на основе анализа энергетического баланса.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЕТРО-ДИЗЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

3.1. Выбор ветрогенератора и составление энергетического баланса гибридной СЭС

Выбор оборудования ветроэлектростанции определяется ветроэнергетическим потенциалом местности и предполагаемым объемом производимой электроэнергии.

В качестве основной характеристики ветропотенциала для решения вопроса о целесообразности строительства ВЭС и ориентировочного выбора ветрогенератора используется среднегодовая скорость ветра V_{cp} .

Связь электрической мощности, развиваемый ветрогенератором, со скоростью ветра устанавливается известным соотношением:

$$P_{эл} = \xi 0,5\pi R^2 \rho V_{ср}^3 \eta ,$$

Где ξ – коэффициент использования энергии ветра (для быстроходных ветротурбин в номинальном режиме достигает своего максимума $\xi_{max} = 0,4 - 0,5$); R – радиус ротора ветротурбины [м]; ρ – плотность воздуха (при нормальных условиях $\rho = 1,2041$ кг/м³); $V_{ср}$ – среднегодовая скорость ветра [м/с]; η – КПД электромеханического преобразователя энергии ($\eta = 0,7 - 0,9$).

Ориентируясь на предполагаемое количество генерируемой энергии и на среднегодовую скорость ветра можно из предлагаемых на рынке ветрогенераторов предварительно выбрать подходящие варианты.

В процессе рассмотрения вариантов следует сопоставлять стартовую скорость ветра, которая для большинства ветрогенераторов равна 2-4 м/с, номинальную скорость ветра, изменяющуюся для разных ветрогенераторов от 8 до 14-15 м/с, со средней скоростью ветра для данной местности.

Количество произведенной энергии ВЭС, кроме характеристик ветропотенциала, зависит от площади ометаемой поверхности ветротурбины, т.е. ее диаметра.

Удобной для анализа выработки электроэнергии является мощностная характеристика ВЭС, связывающая электрическую мощность со скоростью ветра. Пример такой характеристики для ветрогенератора CondorAir мощностью 60 кВт при скорости ветра 7,5 м/с и стартовой скоростью ветра 2,5 м/с приведен на рис.16.

Данная характеристика часто снимается экспериментально и приводится в техническом описании ветрогенераторов.

Очевидно, не представляет трудности графическое определение мощности ветрогенератора для любой скорости ветра.

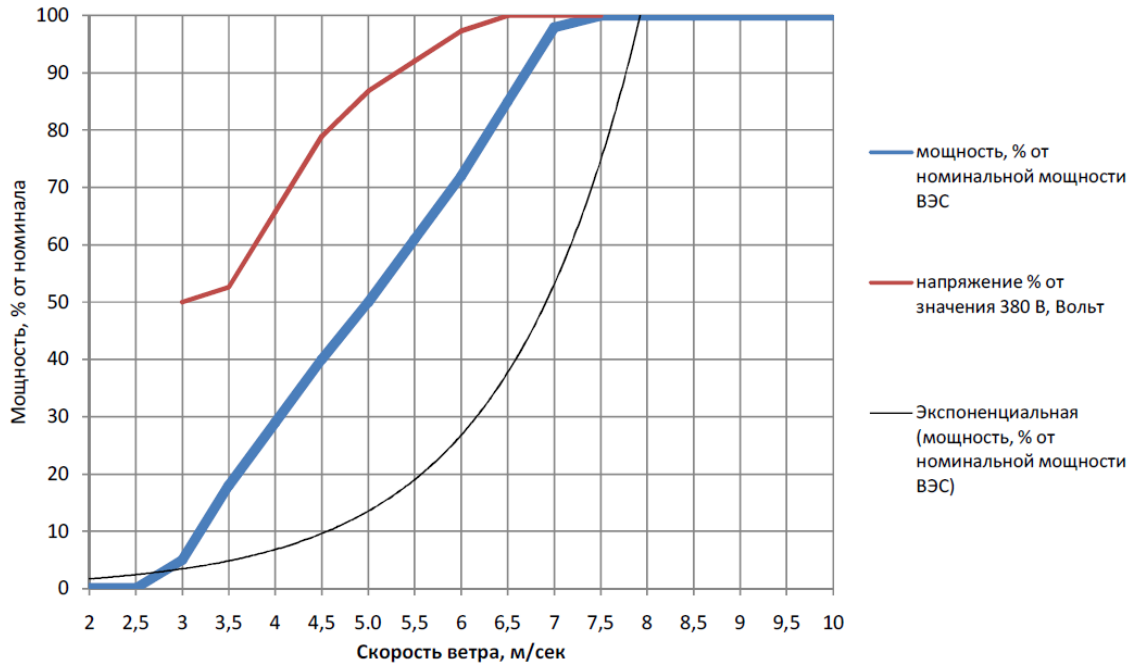


Рис.16. Мощностная характеристика ветрогенератора

При известном распределении скоростей ветра по градациям V_i возможную выработку электроэнергии ветрогенератора за определенный промежуток времени можно определить как:

$$W = \sum_{i=1}^n P_i t_i ,$$

где P_i – средняя мощность, соответствующая i – градации скорости ветра [кВт], t_i – продолжительность данной градации за рассматриваемый временной интервал (обычно месяц) [час], n – количество градаций.

Следует отметить, что не все производители приводят мощностные характеристики своих ветрогенераторов. В этом случае можно рекомендовать линейную аппроксимацию этих характеристик по двум точкам:

- 1) стартовая скорость ветра и нулевая мощность;
- 2) номинальные скорость и мощность ветрогенератора.

Окончательный выбор оборудования ветроэлектростанции может быть осуществлен после оптимизации энергетического баланса гибридной ветро-дизельной станции.

Энергетический баланс автономной ветро-дизельной системы электроснабжения подразумевает покрытие графиков электропотребления объекта энергией, генерируемой ветроэлектростанцией и дизельной электростанцией.

Общий подход к формированию баланса заключается в максимальном использовании ветроэнергетического потенциала при минимизации затрат на производство электроэнергии. Тогда, энергетический баланс системы строится следующим образом.

1) По известным графикам электрических нагрузок определяется усредненное электропотребление объекта по каждому месяцу.

2) По известным характеристикам ветро-потенциала и предварительно выбранного ветрогенератора определяется среднемесячная выработка электроэнергии для каждого месяца.

3) В результате сравнения генерируемой ВЭС и потребляемой объектом энергии определяется степень участия ДЭС в суммарном энергетическом балансе.

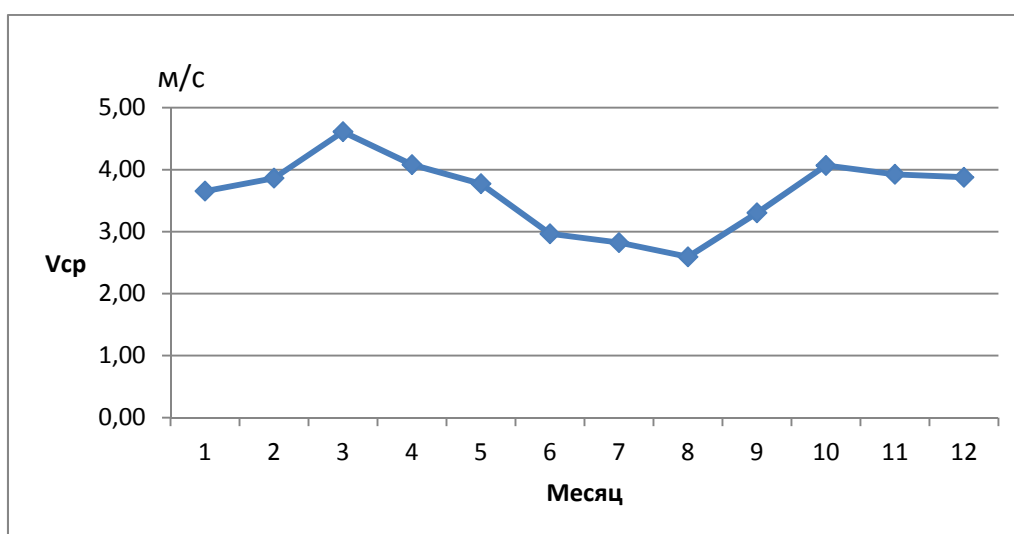


Рис.17. Средняя скорость ветра по месяцам в период 2001-2004 гг. на метеостанции Александровское.

Все составляющие энергетического баланса имеют статистический характер и, как правило, не коррелируются друг с другом. Например, сезонные изменения средней месячной скорости ветра показаны на рис.17.

Очевидно, что для местности с невысоким ветроэнергетическим потенциалом следует определить рациональную установленную мощность ветроэлектростанции, ориентируясь на ее максимальное использование и данные расчетов эффективности проектируемой гибридной системы электроснабжения.

Пример определения вырабатываемой электроэнергии ветрогенератором в автономной системе электроснабжения для ветровых условий и электропотребления с. Новоникольское Александровского района Томской области представлен на рис.18.

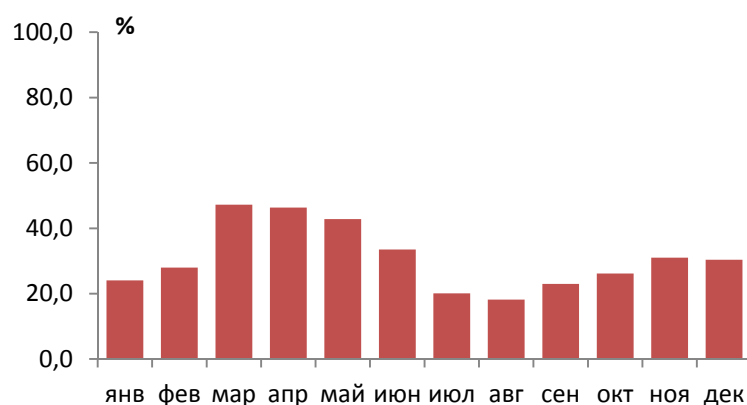


Рис.18. Покрываемость нагрузки поселка ветрогенератором.

Очевидно, что выбранный ветрогенератор в наиболее ветреные месяцы может обеспечить не более 50% энергопотребностей нагрузки.

Увеличение установленной мощности ветровой части гибридной энергоустановки позволяет увеличить выработку электроэнергии, добиться большей экономии дизельного топлива, но, при этом, увеличить стоимость оборудования станции. Например, на Рис.19 показан график месячного покрытия нагрузки двумя ветрогенераторами при этих же условиях.

При использовании 2 ВЭУ среднее значение покрытия нагрузки составляет 61%, минимальное значение 36,4% (август), максимальное – 94,5% (март).

Окончательный выбор соотношения мощностей ВЭС и ДЭС по энергетическому балансу должен быть обоснован экономическими расчетами.

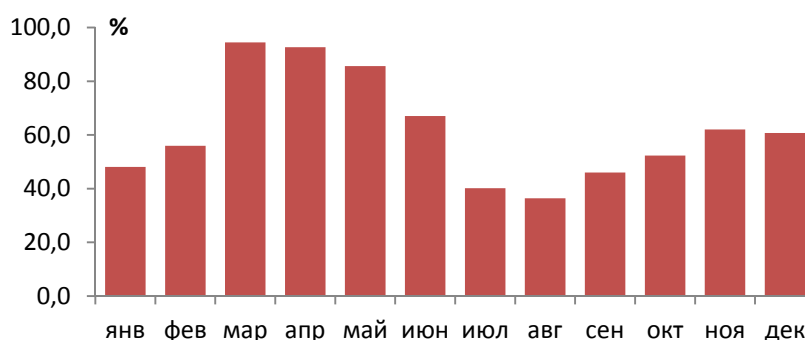


Рис.19. Покрываемость нагрузки двумя ветрогенераторами.

3.2. Выбор структуры и оборудования ветро-дизельной станции.

Варианты выбора структуры построения и оборудования гибридной ветро-дизельной электростанции могут прорабатываться на основе энергетического баланса автономной системы электроснабжения. Соотношение ветровой и дизельной генерации для покрытия электрических нагрузок посёлка определяется установленной мощностью ветрогенераторов, энергетическим потенциалом ветра и средним электропотреблением на рассматриваемом временном интервале. Очевидно, что с увеличением установленной мощности ветроэлектростанции возрастает доля ветровой генерации и экономится топливо и моторесурс дизель-генераторов. Однако, при этом увеличиваются капитальные затраты на ветроэнергетическое оборудование, что не всегда экономически целесообразно по сравнению с экономией на эксплуатацию дизельной электростанции.

Таким образом, экономический критерий рационального соотношения затрат на ветровую и дизельную генерацию подразумевает как минимум ограничение расходов на ветровую часть гибридной электростанции на уровне достигаемой экономии на эксплуатацию дизельной части.

Варианты структуры построения ветро-дизельного энергетического комплекса автономного электроснабжения могут осуществляться по одной из приведённых ниже схем.

1. Ветрогенератор (ветропарк) и резервный дизель-генератор. АВР позволяет переключать питание объекта, при отсутствии или недостатке ветра, на резервный ветрогенератор.

Очевидно, ветровой потенциал местности в рассматриваемом случае должен быть высоким, а установленная мощность ветрогенераторов должна обеспечивать объект ветровой энергией во все сезоны года. В этом случае, дизель-генератор с установленной мощностью, превышающей на 20-25% максимальную нагрузку объекта, будет способен обеспечить электроснабжение потребителей в периоды ветровых затиший.

Ограничение на применение рассматриваемого варианта гибридной электростанции связаны с наличием высокого ветроэнергетического потенциала, низким коэффициентом использования установленной мощности энергетического комплекса, частыми пусками-остановками дизель-генератора. Кроме того, следует указать на перерывы в электроснабжении потребителя во время переключения с ветровой генерации на дизельную.

2. Ветрогенератор (ветропарк) и синхронизация с дизель-генератором. Схема позволяет использовать слабые ветры за счет до-

полнения недостающей мощности от дизель-генератора. При отсутствии ветра электрические нагрузки запитываются от дизель-генератора.

Реализация данной схемы гибридной электростанции требует использования соответствующих блоков, обеспечивающих режим параллельной работы ветровых и дизельных генераторов, прежде всего гибридного инвертора.

Коэффициент использования установленной мощности ветрогенераторов в этой схеме выше, чем в предыдущей, однако стоимость оборудования выше.

3. Ветрогенератор (ветропарк) с аккумуляторами и резервный дизель-генератор. От первой схемы отличается наличием аккумуляторных батарей, позволяющих сократить количество включений дизель-генератора и исключить перерывы в электроснабжении во время переключения генерирующего оборудования. Обычно доступный запас энергии в аккумуляторах может ограничиваться временем питания потребителя в пределах часа.

Сравнивая возможные варианты построения автономных ветродизельных энергетических комплексов можно выделить два базовых варианта, обеспечивающих бесперебойное электроснабжение потребителя: вариант 2 и вариант 3.

В состав оборудования ветро-дизельной электростанции с аккумуляторными батареями, кроме ветрогенератора и дизель-генератора входят аккумуляторные батареи с устройством заряда-разряда, инвертор, система АВР. Инвертор в этом случае выбирается автономный (батарейный).

Реализация варианта с совместной работой ветрогенератора и дизель-генератора на общую нагрузку требует выбора устройства синхронизации. Если режим работы энергетического комплекса не предусматривает выключения дизель-генератора, то ветрогенератор комплектуется сетевым инвертором.

Если предусматривается возможность отключения дизель-генератора, то необходимо ориентироваться на гибридный инвертор, обеспечивающий как автономный, так и сетевой режимы работы. В последнем случае необходима также система АВР.

Варианты структурных схем для электроснабжения посёлков Томской области от ветро-дизельных энергетических комплексов приведены ниже.

Пример построения ветро-дизельной электростанции в п. Алатаево Томской области. Энергетический баланс гибридной системы электро-снабжения для ветровых условий Алатаево и ветрогенераторов типа 5/7kWt-48 V_{dc} показан в таблице 5.

Таблица 5. Энергетический баланс гибридной электростанции.

Месяц	W _{потр} , кВт*ч	3 ВГ 7кВт W _{вэс} , кВт*ч	ΔW, кВт*ч
Январь	4092	3000	-1092
Февраль	2307	3500	1193
Март	5160	5200	40
Апрель	3361	3500	139
Май	2837	3000	163
Июнь	2211	2000	-211
Июль	2954	1800	-1154
Август	2559	1400	-1159
Сентябрь	2606	2400	-206
Октябрь	2942	3500	558
Ноябрь	2515	3500	985
Декабрь	3533	3500	-33
Итого:	37077	36300	-3855

По данным таблицы 5 следует, что 3 ветрогенератора покрывают потребности в электроэнергии посёлка практически на 90%. При этом излишки ветровой энергии сравнительно невелики – около 10% годового потребления посёлка.

Очевидно, рациональным решением ветро-дизельной станции является система с накопителями электроэнергии и резервным дизель-генератором.

Структурная схема гибридного энергетического комплекса приведена на рис. 20.

Аккумуляторы работают в буферном режиме, сглаживая колебания ветра и нагрузок и обеспечивая непрерывность электроснабжения при переключении нагрузок на резервный дизель-генератор.

Выходная энергия ветрогенераторов выдаётся на постоянном токе при номинальном напряжении 48 В.

Фактически функции управления энергокомплексом выполняет инвертор МАП HYBRID 48,9х3 22 кВт.

Основные возможности инвертора следующие:

- ✓ Преобразование постоянного напряжения 48 В в переменное 220 В, 50 Гц (однофазное);
- ✓ Заряд аккумуляторов (GEL, AGM);

- ✓ Возможность синхронизироваться с электрогенератором, что позволяет суммировать энергию от дизель-генератора и ветрогенераторов через аккумуляторные батареи с приоритетом от возобновляемых источников энергии (режим ЭКО);
- ✓ Автоматическое мгновенное переключение с аккумуляторов на электрогенератор и обратно;
- ✓ Автоматическое отключение при перегрузке, перегреве, перепутывании полярности при подключении, защита аккумуляторов от недопустимого разряда и другие защиты.

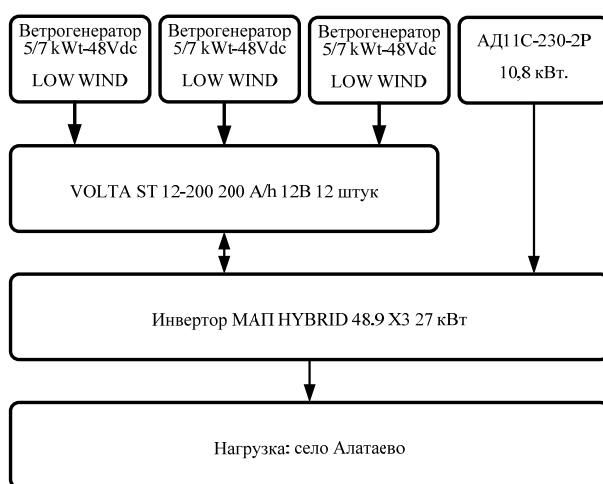


Рис.20. Структурная схема ветро-дизельной электростанции.

Вариант построения ветро-дизельной электростанции мощностью 100 кВт для автономного электроснабжения села Новоникольское Томской области.

Потребителями электроэнергии в селе являются частные дома, школа, детский сад, фельдшерско-акушерский пункт, отделение связи, жилищно-коммунальная служба. Превалирующий тип нагрузки – бытовая.

Распределение электроэнергии в селе Новоникольское в течении года проиллюстрируем рис. 21.

Балансы электроэнергии включают энергию генерируемую ветро-электростанцией и потреблённую селом. Соотношение генерируемой и потребляемой электроэнергии существенно различается по месяцам, следовательно необходим помесичный анализ энергетических балансов.

Для расчёта генерируемой электроэнергии следует выбрать тип ветроэлектростанций. Принимая во внимание довольно стабильную цену на ветрогенераторы российского производства и их высокие энергетические показатели, выберем ветроэлектростанции российского производства Condor Air Max 60 кВт.

Январь	39040
Февраль	32400
Март	31840
Апрель	31600
Май	35680
Июнь	31440
Июль	31520
Август	36800
Сентябрь	39840
Октябрь	42000
Ноябрь	35600
Декабрь	36560

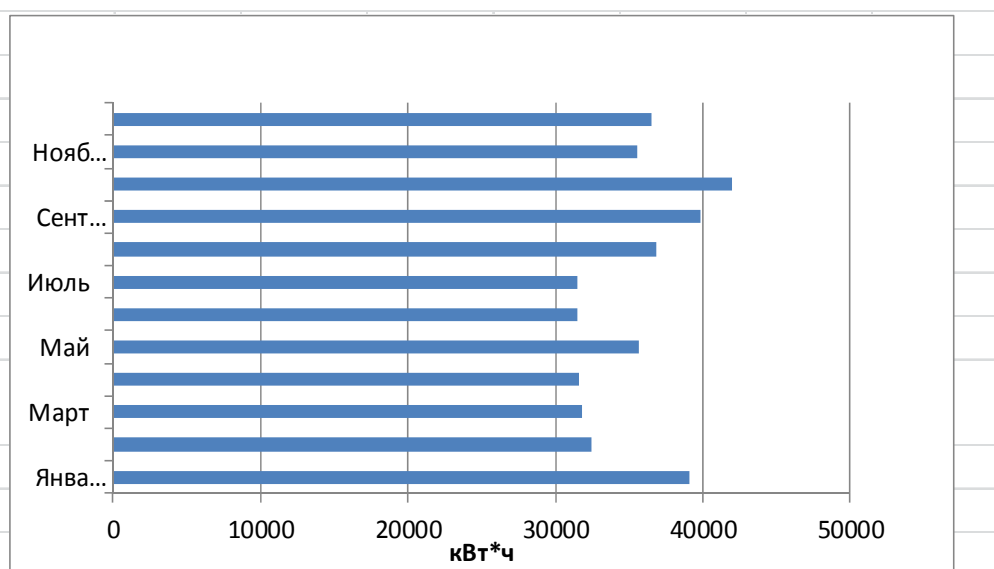


Рис.21. График электропотребления села.

По указанным энергетическим характеристикам ветроэлектростанции и ветровым условиям месяца проведён расчет выработки электроэнергии в каждом месяце года.

Среднемесячные скорости ветра на высоте 18 м приведены в таблице 6.

Таблица 6. Скорость ветра с поправкой на высоту.

Месяц	Скорость, м/с	Месяц	Скорость, м/с
янв	2,95	июл	2,79
фев	3,34	авг	2,76
мар	3,75	сен	3,15
апр	3,70	окт	3,38
май	3,60	ноя	3,46
июн	3,37	дек	3,14
ср. скорость, м/с		3,43	

Данные расчётов выработки электроэнергии приведены в таблице 7.

Таблица 7. Средние показатели за 5 лет (2010-2014).

	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
Выработка, тыс. кВт ч 1 ВГ	6,8	8,2	11,4	11,8	11,5	9,1	6,0	5,8	7,4	8,9	10,1	8,7
Покрытие нагр., % 1 ВГ	17,4	25,3	35,8	37,34	32,23	28,9	19,03	15,76	18,57	21,19	28,37	23,79
Покрытие нагр., % 2 ВГ	34,8	50,61	71,6	74,68	64,46	57,89	38,07	31,52	37,15	42,38	56,74	47,59

Энергетический баланс ветровой и потребляемой электроэнергии посёлка, при использовании двух ветроэлектростанций приведен в таблице 8.

Таблица 8. Энергетический баланс ветро-дизельной электростанции 100кВт (Новоникольское)

Месяц	Wпотр, кВт*ч	Wвг, кВт*ч (2ВГ)	ΔW , тыс. кВт*ч (2ВГ)
Январь	39040	13541,4	-25498,6
Февраль	32400	16446,6	-15953,4
Март	31840	22753,8	-9086,2
Апрель	31600	23511,6	-8088,4
Май	35680	22941	-12739
Июнь	31440	18289,8	-13150,2
Июль	31520	11921,4	-19598,6
Август	36800	11638,8	-25161,2
Сентябрь	39840	14859	-24981
Октябрь	42000	17897,4	-24102,6
Ноябрь	35600	20151	-15449
Декабрь	36560	17481,6	-19078,4
Итого:	424320	211433,4	212886,6

При использовании 2 ветроустановок по 60 кВт каждая среднее значение покрытия нагрузки составляет 50,62%, минимальное значение 31,52% (август), максимальное – 74,68 (март).

Нехватка электроэнергии от ветроэлектростанций за год составляет **212886,6** кВтч. Эту электроэнергию необходимо получать от дизель-генератора. Гибридная электростанция обеспечивает экономию топлива и ГСМ.

Принцип построения ветро-дизельной электростанции, заключается в возможности получения дополнительной энергии от ветроустановок для снижения расходов на дизельное топливо. Дизель-генератор компенсирует нехватку полученной энергии от ветроустановок. Для этого дизель-генератор должен иметь систему автоматического запуска, реагирующую на изменение потребляемой мощности. В переходных режимах генерирование, а также покрытие пиковой мощности происходит за счет работы силовых модулей «Delta» NH PLUS-серии 20 кВА (3ph-3ph) и аккумуляторной батареи.

Силовой модуль “Delta” представляет собой источник бесперебойного питания с различными функциональными возможностями. Аккумуляторная батарея выполняет буферные функции. Модули “Delta” устанавливаются в специальном силовом шкафу.

При нехватке генерирующих мощностей ветроустановок силовой модуль запускает дизель-генератор, при увеличении генерирующих мощностей ветроустановок дизель-генератор отключается. АВР переключает сеть ветроустановок и дизель-генератора.

При работе дизель-генератора аккумуляторные батареи подзаряжаются.

Структурная схема ветро-дизельной электростанции представлена на рисунке 22.

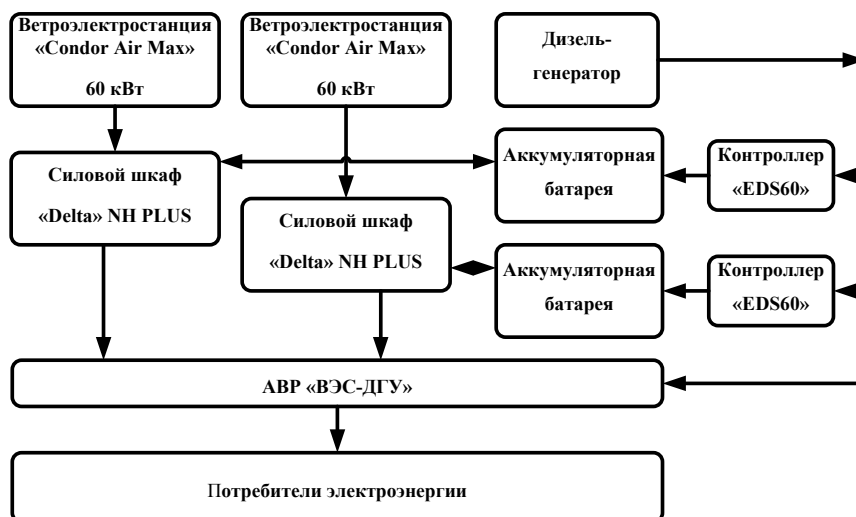


Рис.22. Функциональная схема ветроэлектростанции.

В соответствии с энергетическим балансом ветро-дизельной системы электроснабжения села Новоникольское при использовании 2 ВЭУ среднее значение покрытия нагрузки составляет 50,62%, минимальное значение 31,52% (август), максимальное – 74,68 (март).

Дизельная составляющая энергокомплекса используется по мере недостатка энергии ВЭУ.

Следует отметить, что в ветрогенераторе «Condor Air Max» используется асинхронный генератор с фазным ротором с регулируемым возбуждением, обеспечивающим стабилизацию выходного статорного напряжения.

Источник бесперебойного питания «Delta» обеспечивает питание нагрузок от ветроэлектростанций через выпрямительно-инверторный преобразователь с накоплением избыточной электроэнергии в аккумуляторных батареях. В периоды безветрия, питание нагрузок переводится на аккумуляторные батареи, по мере разряда которых производится включение дизель-генератора и перевод на него потребителей электроэнергии. Дизель-генератор обеспечивает и подзарядку аккумуляторов

через контроллеры «EDS60».

Таким образом, на примере двух ветродизельных электростанций различной мощности показаны варианты выбора энергетического оборудования. Кроме функциональных возможностей выбираемого оборудования, следует учитывать его возможности по преобразованию электрической мощности при соответствующих уровнях напряжения при допустимых условиях эксплуатации.

3.3 Выбор оборудования ДЭС

Дизельные электростанции в гибридных системах электроснабжения выполняют важнейшие функции гарантированного источника питания.

Кроме того, в зависимости от структуры ветро-дизельного энергетического комплекса, он может выполнять буферные функции, компенсируя пульсации мощности ВЭС.

Исходя из необходимости обеспечения потребителей электроэнергией в любых ситуациях выбор числа и мощности дизель-генераторов следует проводить с учетом следующих требований:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25% больше суточного максимума нагрузки: $P_{\Sigma} \geq 1,25P_{max}$
2. Для удобства обслуживания, желательно выбирать ДЭС одинакового типоразмера.
3. Загрузка дизель-генераторов должна находиться в пределах 25-80% относительно номинальной.
4. Количество дизельных электроагрегатов должно быть избыточным для обеспечения возможности вывода из работы агрегатов для сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов.
5. Условие эксплуатации дизельных электростанций должны соответствовать климатическим характеристикам местности.

Для анализа технико-экономических показателей ДЭС необходимо оценивать зависимость расхода топлива дизель-генератора от степени его загрузки.

На основе линеаризации расходных характеристик дизельного двигателя можно использовать приближенную формулу для определения удельного расхода топлива на генерирование 1 кВтч электроэнергии:

$$G_1 = K_{xx} G_H + (1 - K_{xx}) G_H \frac{P_1}{P_H},$$

где G_1 , G_H – фактический и номинальный расход топлива (для большинства двигателей мощностью десятки-сотни кВт $G_H=230-250$ г/кВтч);

P_1, P_n – фактическая и номинальная мощность ДЭС; K_{xx} – коэффициент, характеризующий топливопотребление дизеля на холостом ходу ($K_{xx} \sim 0,3$).

Зная удельное потребление дизеля для соответствующего режима нагрузки и объем произведенной электроэнергии можно определить количество израсходованного топлива за рассматриваемый период времени:

$$Q_T = G_1 W$$

где W – энергия, произведенная за день, месяц, год.

Примеры технических характеристик некоторых ДЭС приведены в приложении.

3.4 Оценка экономических характеристик ветродизельных электростанций.

К основным критериям экономической эффективности ветродизельных электростанций можно отнести приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции и стоимость 1 кВтч электроэнергии. Данные критерии определяются из следующих выражений:

$$Z = \frac{P_n K + C}{P};$$

P – установленная мощность объекта электроснабжения (кВт);

K – общие капиталовложения (руб.);

$$K = K_{уст} + K_{пр} + K_{стр};$$

где $K_{уст}$ – стоимость комплектного оборудования (руб.);

$K_{пр}$ – стоимость проектных работ по определению места установки на местности (руб.);

$K_{стр}$ – стоимость строительных и монтажных работ по установке электростанции (подстанции) (руб.);

$P_n = \frac{1}{T}$ – нормативный коэффициент рентабельности,

где T – экономический срок службы оборудования (лет).

C – общегодовые эксплуатационные расходы (руб.)

$$C = C_{экс} + C_{рем} + C_{моп} + C_{д.моп};$$

где $C_{экс}$ – годовые расходы на эксплуатацию системы электроснабжения (руб.);

$C_{рем}$ – годовые расходы на плановый ремонт (руб.);

$C_{моп}$ – годовые расходы на топливо (руб.);

$C_{д.моп}$ – годовые расходы на доставку топлива (руб.).

Себестоимость 1 кВтч электроэнергии $C_{эл}$:

$$C_{эл} = \frac{P_n K + C}{W} \text{ руб/кВтч};$$

W – общее количество электрической энергии, вырабатываемое электростанцией в течении года.

Экономический анализ автономного электроснабжения, при существующих в России экономических условиях в этой области, может быть направлен в большинстве случаев на сокращение бюджетных дотаций. Соответственно, говорить о прибыльности производства электроэнергии в изолированных системах электроснабжения чаще всего не приходится. Нормативный коэффициент рентабельности в таких ситуациях целесообразно выбирать исходя из срока службы основного энергетического оборудования.

Определение экономических показателей покажем на примере гибридной ветро-дизельной электростанции п. Алатаево.

Общие капитальные вложения на создание ветро-дизельной электростанции приведены в таблице 9.

Таблица 9. Экономические характеристики ветро-дизельной станции.

№	Номенклатура товара	Кол-во, шт.	Цена за шт., RUR.	Сумма, RUR.
1	Ветрогенератор 5/7 kWt-48Vdc LOW WIND http://www.eko-systems23.ru/vetrogenerator.html	3	299 000	897 000
2	Мачта 12 метров	3	78 600	235800
3	Инвертор МАП HYBRID 48.9 X3 27 кВт	1	269 700	269 700
4	VOLTA ST 12-200 200 А/ч 12В	12	27 480	329 760
5	Дизельный генератор 2 степени автоматизации АД11С-230-2Р мощностью 10,8 кВт. Стоимость 192 500 руб.	1	192 500	192 500
Итого оборудование				1 924 700
6	Строительно-монтажные работы (20% от стоимости оборудования)			384 940
Итого				2 309 640

Срок службы основного оборудования станции T=20 лет, соответственно нормативный коэффициент рентабельности P_n=0,05.

Основные эксплуатационные затраты приходятся на топливо. Годовой дефицит электроэнергии посёлка составляет 3855 кВтч. Время работы дизеля мощностью 10,8 кВт для генерации этого объёма электроэнергии составит 128,5 часов. При удельном расходе дизельного топли-

ва 0,3 кг/кВтч, его потребуется 1,2 тонны в год, или, в стоимостном выражении, 43 тысячи рублей (цена солянки 36 000 руб/т).

Для эксплуатации станции необходимо два специалиста со средней заработной платой 22 000 рублей в месяц, что составит 528 000 рублей в год.

Затраты на текущий ремонт могут быть приняты в размере 1% от стоимости оборудования, что составит 20 000 рублей в год.

Общая сумма годовых эксплуатационных затрат составит:

$$C=43\ 000+528\ 000+20\ 000=591\ 000\ \text{руб.}$$

Приведённые годовые затраты на 1 кВт установленной мощности:

$$З = \frac{0,05 \cdot 2309640 + 591000}{31,8} = 22216\ \text{руб/кВт}$$

Себестоимость производимой электроэнергии

$$C_{\text{эл}} = \frac{0,05 \cdot 2309640 + 591000}{37077} = 19\ \text{руб/кВтч.}$$

4. СТРУКТУРА И СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.

4.1 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 220/380В переменного тока, в состав ФЭС необходимо включить инвертор (рис. 23).

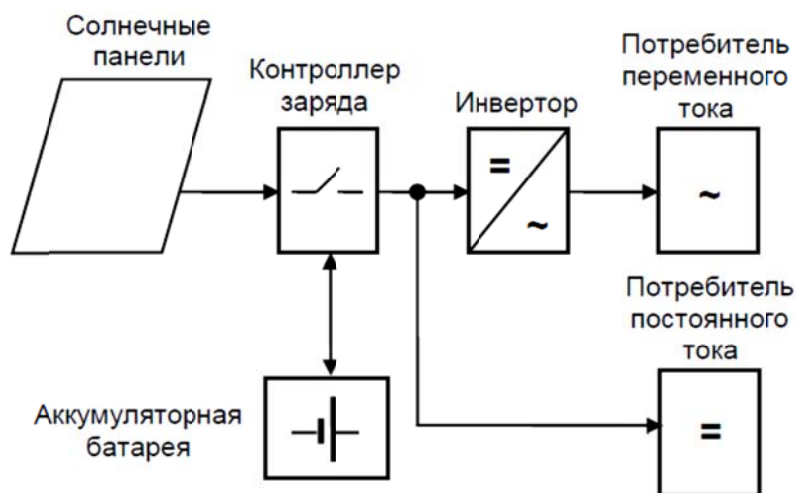


Рис. 23. Автономная фотоэлектрическая система электроснабжения

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% КПД, который может принять все излишки энергии.

Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции приведена на рис. 24. Электрическая сеть может быть как децентрализованной, так и локальной, образованной дизельной электростанцией.

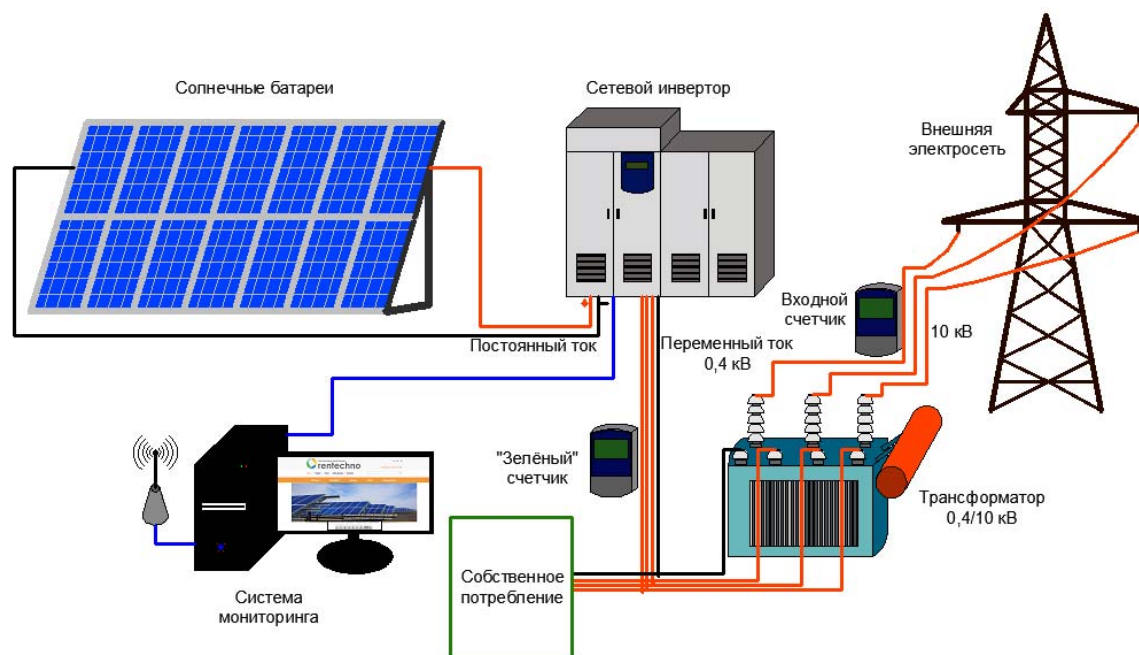


Рис. 24. Структурная схема сетевой фотоэлектрической электростанции

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.

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 является 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 исполь-

зования специализированного автономного (батарейного) инвертора. Возможны 3 варианта построения таких систем [12]:

- 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 рис. 22.

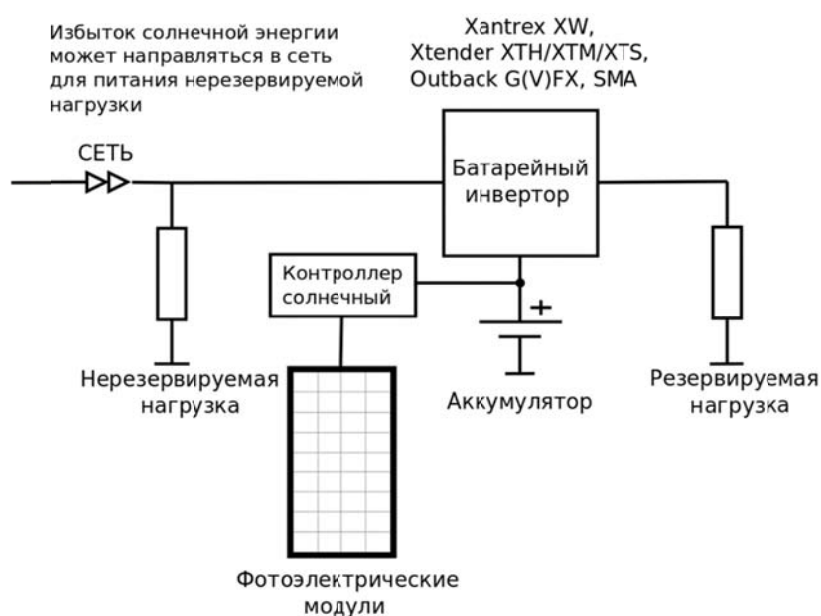


Рис. 22. Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с контроллером заряда постоянного тока

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 MPPT 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[12].

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, то и 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 рис. 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 энергетиче-

ские показатели всей системы электроснабжения. Единственным недостатком является прекращение использования энергии солнца при авариях в сети.



Рис. 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 АКБ 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, рис. 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

муляторов 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.

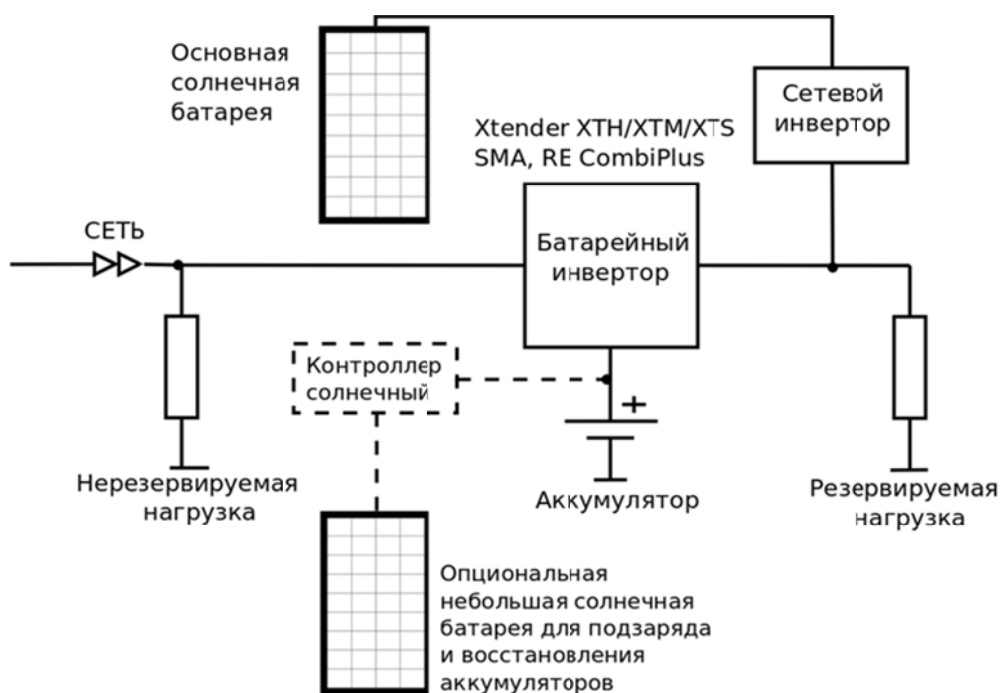


Рис.26. Сетевая фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на выходе ИБП

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 XTH/XTM, SMA Sunny Island, Xantrex XW, RichElectric CombiPlus и др.

Выполненный сравнительный анализ схем построения ФЭС показывает, что применение сетевых инверторов и схем включения, показанных на рис. 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 компания SMA Solar Technology AG [12].

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 1000кВт для установок любого размера, всех классов мощности и спецификаций.

Линейка основной продукции компании SMA представлена в табл.10.

Табл. 10. 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 электропитания, мощностью до 100 кВт
	MONITORING SYSTEMS	Системы мониторинга	Контроль режимов работы фото энергетических систем

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). 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 (батареиные).

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 выполнены 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 её 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 так же 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 так же 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 так же 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 Boy, 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. Её можно подключать к новым, или уже действующим фотомодулям, без ущерба эффективности работы этой системы. Так же 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 SUNNYBACKUP:

простота

- возможность интеграции как в уже действующие системы, так и в строящиеся фотоэлектрические системы;
- возможность выбора необходимой для пользователя мощности;

гибкость

- одно- или трехфазные системы;
- модульно наращиваемая система;
- доступна мощность от 5 кВт 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 течении 20 миллисекунд;
- автоматическое отключение по DIN VDE 0126-1-1;
- пятилетняя гарантия SMA;

Система SUNNYBACKUP, 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.

SunnyBackupSet M – это 1 фазная резервная система для домов, домашних хозяйств. Постоянная резервируемая мощность – до 5кВт. Мощность подключаемой сетевой (grid-tie) фотоэлектрической системы – до 5.7кВт. Выход сети: потребители номинальной мощностью до 8 кВт.

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

SunnyBackupSet XL – это 3 фазная резервная система для коммерческих объектов. Постоянная резервируемая мощность – до 60кВт. 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 SolarTechnologyAG, а также спецификацией и техническими характеристиками можно ознакомиться на сайте компании [2], здесь же приведем пример конфигурации энергетической системы с применением электронных компонент компании SMA, рис. 27.

Представленная на рис. 27 фотоэлектрическая система построена на базе двух типов инверторов, чем обеспечивается ее высокая надежность и эффективность. В качестве сетевого инвертора (PVinverter) в зависимости от мощности нагрузки могут использоваться модели инверторов SUNNYBOY, SUNNYMINICENTRAL, или SUNNYTRIPower. В качестве батарейного инвертора (SunnyIsland) необходимо применять модели инверторов SUNNY ISLAND или SUNNY BACKUP.

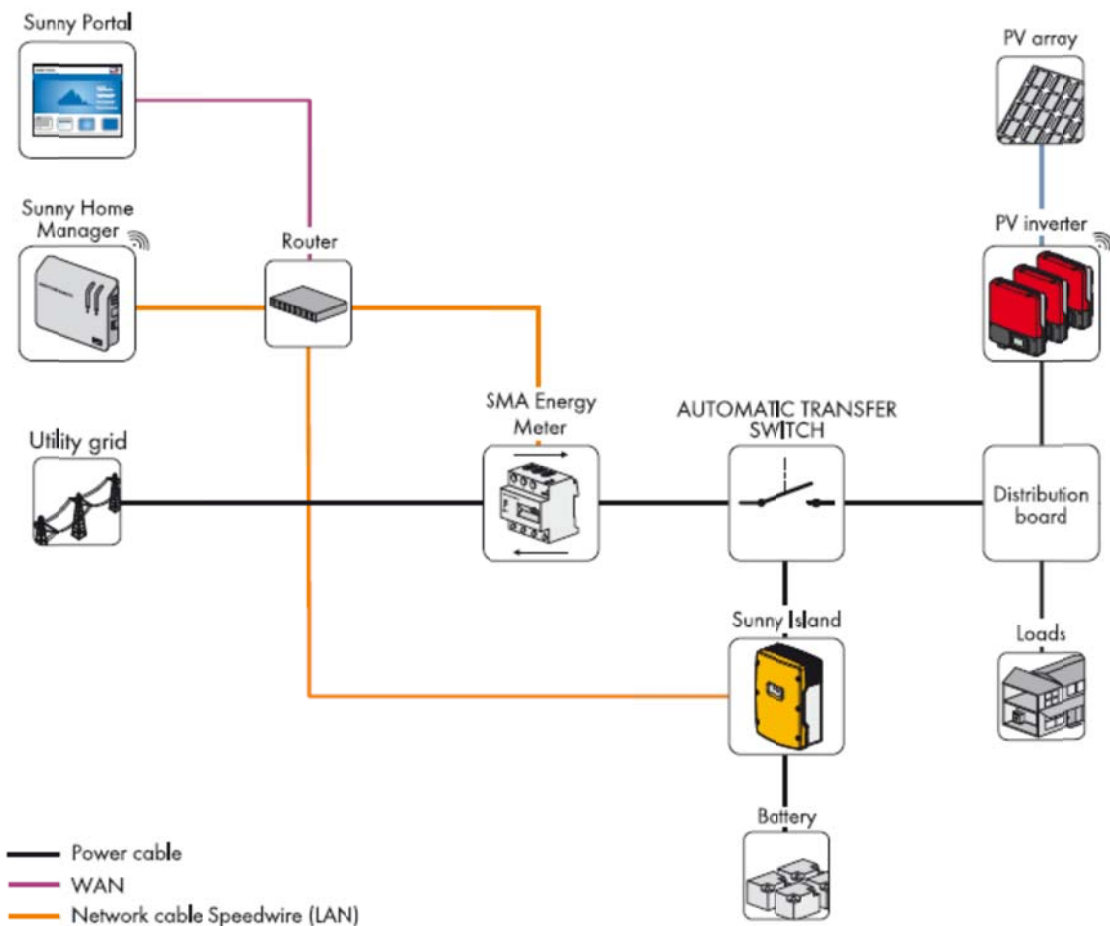


Рис. 27. Пример конфигурации фотозлектрической системы электро-снабжения с функцией резервного питания

При наличии напряжения в сети и 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 ак-

кумуляторе, 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.

4.2 Пример выбора структуры и оборудования солнечно-дизельного энергетического комплекса.

В качестве объекта проектирования предлагается автономная система электроснабжения посёлка Наунак Томской области.

Электроснабжение п. Наунак осуществляется от дизельной электростанции установленной мощностью 38 кВт. В её состав входят 3 дизель-генератора ДЭУ-16, ДЭУ-12, ДЭУ-10.

Потребителями электроэнергии являются частные дома в количестве 19, в которых проживает не более 40 человек. Малая энергопотребность посёлка определяет высокую стоимость электроэнергии местной ДЭС. За последние 5 лет тариф ежегодно увеличивался со 100 руб/кВтч до 120 руб/кВтч. Плановый тариф на 2015 год составляет 121,53 руб/кВтч. Объем годовой выработки электроэнергии за период с 2010 года практически не меняется и находится на уровне 26,9 тыс. кВтч. Плановая выработка электроэнергии на 2015 год составляет 28,328 тыс. кВтч.

Среднегодовая потребляемая мощность немного превышает 3 кВт, соответственно, годовой коэффициент использования установленной мощности агрегатов ДЭС не превышает 8-10%.

Низкие экономические показатели функционирования ДЭС п. Наунак определяют актуальность задачи их повышения за счет приме-

нения новых, в том числе возобновляемых энергоисточников.

Географическое расположение п. Наунак имеет координаты 58,97°СШ и 80,13°ВД. Данный район характеризуется среднегодовой инсоляцией 1000-1100 кВтч/год, что определяет его перспективность для фотоэнергетики. Ветровые ресурсы данной местности не превосходят средней удельной мощности 70-80 Вт/м², что не позволяет эффективно использовать ветроэлектростанции [Кадастр возможностей/ Под ред. Б.В.Лукутина.-Томск:Изд-во НТЛ, 2002.-280 с.]. Другие виды возобновляемых энергоисточников менее универсальны и с учётом ландшафтных, климатических и ресурсных ограничений, не целесообразны для применения на данном объекте.

Потенциал солнечного излучения в районе п. Наунак.

Основная энергетическая характеристика солнечного излучения: дневная, месячная, годовая сумма солнечной радиации на горизонтальную площадку в условиях реальной облачности. Эту информацию можно получить из данных метеонаблюдений за длительный период времени. В настоящее время в открытом доступе находятся электронные базы метеоданных, позволяющих с достаточной точностью оценить потенциал солнечного излучения любого района земной поверхности.

В данном исследовании использовалась база данных NASA, которая позволила получить энергетическую характеристику инсоляции в населённом пункте Каргасок. Поселок Наунак находится в 48 километрах от Каргаска, что дает основания считать уровень солнечной радиации в районе его расположения аналогичным.

Среднедневные и среднемесячные суммы солнечной радиации для каждого месяца приведены в Таблице 11.

Таблица 11.

Месяц	Янв.	Фев.	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
Дневная сумма солнечной радиации кВтч/м ²	0,43	1,22	2,52	4,06	5,27	5,84	5,68	4,24	2,56	1,36	0,59	0,26
Месячная сумма солнечной радиации кВтч/м ²	13,37	34,15	78,5	121,8	163,37	175,3	176,3	131,43	76,8	40,3	17,1	8,05

Анализируя сезонные распределения энергетического потенциала, замечаем, что инсоляция в летние месяцы более чем в 20 раз превосходит зимнюю инсоляцию.

Для составления баланса электроэнергии в автономной системе электроснабжения с фотоэлектростанцией необходим помесечный гра-

фик электропотребления посёлка. Расчетный график ежемесячно потребляемой электроэнергии п. Наунак приведен на рис. 28.

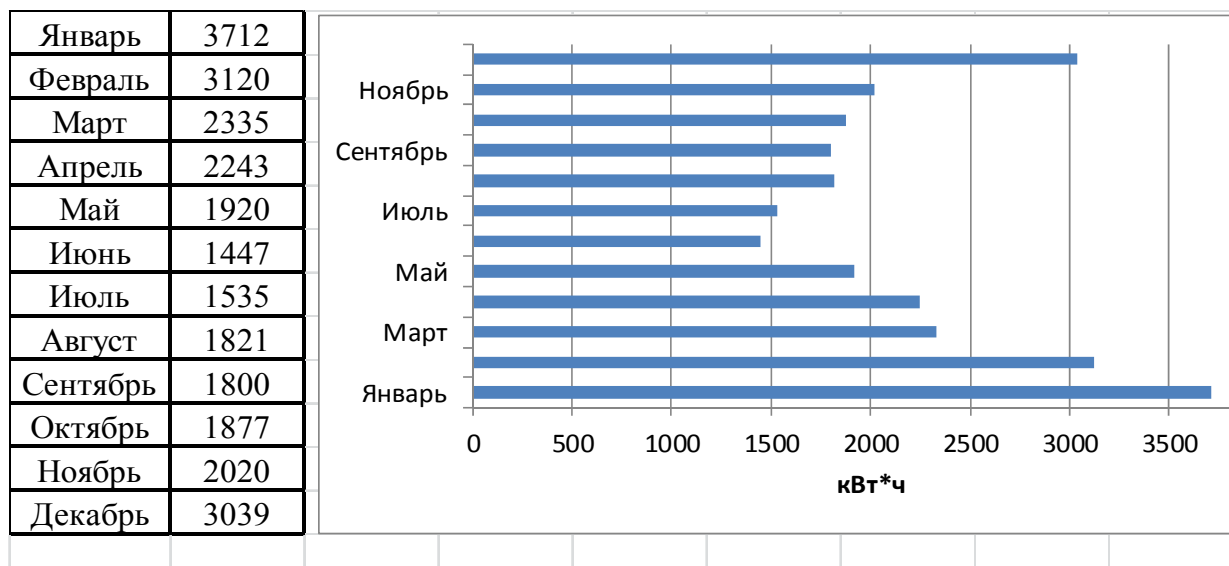


Рис. 28. График помесячного электропотребления посёлка.

Электропотребление в зимние месяцы более чем в 2 раза превышает летнее энергопотребление.

Балансы электроэнергии включают энергию генерируемую фотоэлектростанцией и потреблённую посёлком. Соотношение генерируемой и потребляемой электроэнергии существенно различается по месяцам, следовательно необходим помесячный анализ энергетических балансов.

Для расчёта генерируемой электроэнергии следует выбрать тип фотоэлектрических панелей. Принимая во внимание снижение цен на фотоэлектрические модули на основе монокристаллического кремния и их высокие энергетические показатели, выберем фотоэлектрическую панель российского производства ФСМ-300М. Пиковая мощность фотопанели 300 Вт, к.п.д. 18% [Сайт компании Exmork. <http://inventory.ru/product/exmork-300wt24v-mono-si/>].

По указанным энергетическим характеристикам фотопанели проведён расчет выработки электроэнергии в каждом месяце года $W_{фп}(1)$. Данные расчётов приведены в таблице 12.

Таблица 12. Энергетический баланс солнечной электростанции
24 кВт (Наунак)

Месяц	Wпотр, кВт*ч	Wфп(1), кВт*ч	Кол-во фото- панелей	Wфп, кВт*ч (80 фп)	ΔW , кВт*ч
Январь	3712	4,28	868	342	-3370
Февраль	3120	12,3	254	984	-2136
Март	2335	28,3	83	2264	-71
Апрель	2243	43,8	51	3504	1261
Май	1920	58,8	33	4701	2781
Июнь	1447	63,1	23	5048	3601
Июль	1535	62,3	25	4984	3449
Август	1821	47,2	39	3416	1595
Сентябрь	1800	27,5	65	2200	400
Октябрь	1877	14,4	130	1152	-725
Ноябрь	2020	6,2	326	496	-1524
Декабрь	3039	2,9	1044	232	-2807
Итого:	26869				-10633

Анализируя баланс потребляемой и генерируемой электроэнергии и необходимое для этого количество фотопанелей, следует указать на нецелесообразность круглогодичного электрообеспечения от фотоэлектростанции. Рациональным решением является сезонное электроснабжение поселка от фотоэлектростанции с марта по октябрь. Для этого достаточно 80 фотопанелей выбранного типа Wфп (80 фп).

В летние месяцы имеет место избыточная генерация электроэнергии, что снижает коэффициент использования установленной мощности фотоэлектростанции.

Нехватка электроэнергии от фотоэлектростанции из 80 фотопанелей за год составляет 10633 кВтч. Эту электроэнергию необходимо получать от дизель-генератора.

По данным организации, эксплуатирующей ДЭС в п. Наунак МУП «Теплоэнергоснаб» удельный расход дизельного топлива на 2015 год планируется на уровне 0,40476 кг/кВтч. При плановой выработке 26,328 тыс. кВтч, количество необходимого дизельного топлива на год составит 11,8 т. С учетом расхода электроэнергии на собственные нужды: 1,164 тыс. кВтч топлива требуется 12,260 т.

С учетом генерации фотоэлектростанции, годовой объем топлива для дизель-генератора сокращается до 4,3 тонны. Таким образом, при цене за дизельное топливо 36 327,77 руб. за тонну, экономия на топливе за год составляет 289 170 руб.

Принцип построения фотоэлектростанции, заключается в возможно-

сти автономного электроснабжения посёлка в весенне-летний период. Осенью и зимой в энергетический баланс системы электроснабжения включается дизель-генератор, компенсирующий нехватку фотоэлектричества. Для этого дизель-генератор должен иметь систему автоматического запуска, реагирующую на запас электроэнергии в аккумуляторной батарее.

Структура такого энергетического комплекса представлена на рисунке 29.

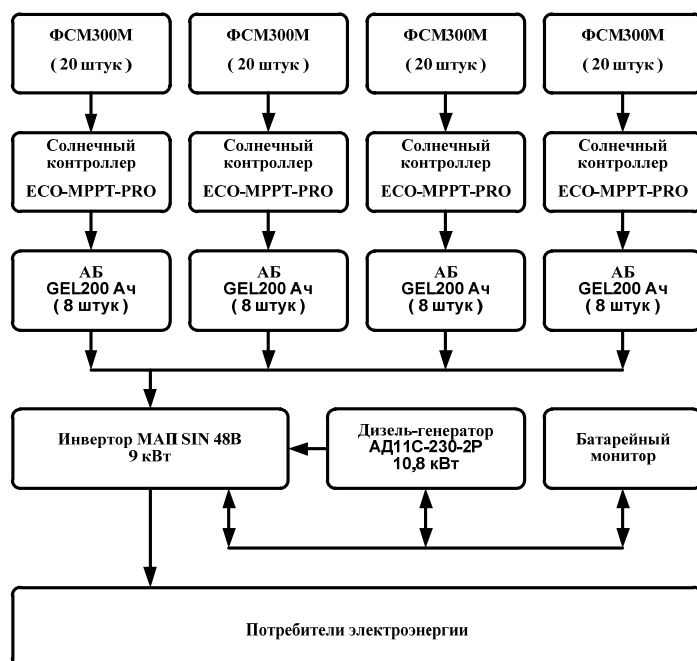


Рис.29. Функциональная схема фотоэлектростанции.

В соответствии с энергетическим балансом солнечно-дизельной системы электроснабжения посёлка Наунак, большую часть года электроснабжение осуществляется от фотоэлектрических панелей. Дизельная составляющая энергокомплекса используется в осенне-зимний период по мере недостатка энергии ФЭС.

Фотоэлектрические модули через контроллер заряда заряжают аккумуляторную батарею. Батарейный инвертор преобразует постоянное напряжение аккумуляторов в переменное промышленной частоты для питания электропотребителей. При достаточном уровне инсоляции, аккумуляторная батарея не разряжается ниже определённого уровня, например 0,7 от номинала.

При недостатке солнечной энергии и, соответственно, более глубоком разряде накопителей электроэнергии батарейный монитор через инвертор отключает аккумуляторы и выдает сигнал на запуск дизель-

генератора для питания нагрузки. Аккумуляторная батарея заряжается от фотопреобразователей и, при достижении полного заряда, инвертор с помощью батарейного монитора выполняет обратные действия, т.е. выключает дизель-генератор и переводит питание электрических нагрузок от батареи аккумуляторов.

Рассматривая фотоэлектростанции, по экономическим показателям целесообразно использовать российское оборудование, примеры использования которого приведены ниже.

Фотопанели ФСМ-300М, их основные характеристики приведены в информационных источниках.

Контроллер заряда аккумуляторных батарей ЕСО-MPPT-PRO-200-100, позволяет подключать фотопанели мощностью до 5,5 кВт при напряжении 48 В. Стоимость контроллера 27 480 руб.

Гелевые аккумуляторные батареи 12 В., 200 Ач, GEL200 стоимостью 14 700 руб.

Батарейный инвертор МАП SIN «Энергия» PRO 48 В. 9 кВт. Стоимость 74 900 руб.

Батарейный монитор 12ВАК5К-01, стоимостью 3 850 руб.

Дизельный генератор 2 степени автоматизации АД11С-230-2Р мощностью 10,8 кВт. Стоимость 192 500 руб.

Опорные конструкции для фотомодулей НОР-GM1 – комплект для монтажа 10 фотомодулей, стоимость 55 200 руб.

Надежность электроснабжения складывается из надежности узлов энергоустановки. Гарантийный срок работы основных элементов в среднем 20 лет.

Капитальные затраты представлены в таблице 13.

Таблица 13. Капитальные вложения.

№	Номенклатура товара	Кол-во, шт.	Цена за шт., RUR.	Сумма, RUR.
1	Фотопанели ФСМ-300М 300Вт	80	20 201	1 616 080
2	Контроллер заряда аккумуляторных батарей ECO-MPPT-PRO-200-100	4	27 480	109 920
3	Гелевые АБ 12 В., 200 Ач, GEL200	32	14 700	470 400
4	Инвертор МАП SIN «Энергия» PRO 48 В. 9 кВт	1	74 900	74 900
5	Батарейный монитор 12ВАК5К-01	1	3 850	3 850
6	Дизельный генератор АД11С-230-2Р, 10,8 кВт.	1	192 500	192 500
7	Опорные конструкции для ФЭМ НОР-GM1	8	55 200	441 600
8	Контейнер климатический	1	180 000	180 000
9	Система автоматического пожаротушения	1	24 000	24 000
Итого оборудование				2 932 569
10	Строительно-монтажные работы (20% от стоимости)			586 514
11	Транспортные расходы			200 000
Итого				3 719 083

Экономические показатели гибридного энергетического комплекса определяются по методике, приведенной в разделе 3.4.

Приведённые годовые затраты на 1 кВт установленной мощности:

$$З = \frac{0,05 \cdot 3719083 + 704210}{34,8} = 25579 \text{ руб/кВт.}$$

Тариф на производимую электроэнергию:

$$C_{\text{эл}} = \frac{0,05 \cdot 3719083 + 704210}{26869} = 33,13 \text{ руб/кВтч}$$

При определении Z и $C_{\text{эл}}$ принята численность персонала 2 человека с зарплатой 22 000 рублей в месяц и расходы на ремонт 20 000 рублей в год.

Сравнивая полученные экономические показатели с фактическим тарифом на электроэнергию в посёлке Наунак – 121,53 рубля за 1 кВтч отмечаем значительное снижение тарифа.

5. Приложения

Солнечные фотоэлектрические модули в алюминиевой рамке

Солнечный модуль выполнен в виде панели, заключенной в каркас из алюминиевого профиля. Панель представляет собой фотоэлектрический генератор, состоящий из стеклянной плиты, с тыльной стороны которой между двумя слоями герметизирующей (ламинирующей) пленки размещены солнечные элементы, электрически соединенные между собой металлическими шинами. Нижний слой герметизирующей пленки защищен от внешних воздействий слоем защитной пленки. К внутренней стороне корпуса модуля прикреплен блок терминалов, под крышкой которого размещены электрические контакты, предназначенные для подключения модуля.

Модули производятся из псевдоквадратных монокремниевых фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) покрытых антиотражающим покрытием. Оригинальная запатентованная технология обеспечивает оптимальный режим зарядки при высоких температурах, а также при низком уровне освещенности.

Данные модули выпускаются в 2 вариантах исполнения - с обычным стеклом и со специальным текстурированным закаленным стеклом (серия MSW). При использовании специального стекла практически отсутствуют потери в стекле, которые составляют около 15% при использовании обычного стекла. При этом мощность модулей одинакового размера отличается примерно на 15-20%. Цена модулей с закаленным стеклом выше за счет более дорогого стекла, а также за счет того, что обычно для таких модулей используются солнечные элементы с более высоким КПД.

Рабочее напряжение фотоэлектрических модулей обычно 12 В или 24 В.

Ресурс каркасных солнечных модулей составляет более 20 лет. Гарантийный срок - 10 лет.

В настоящее время выпускаются также солнечные батареи с обычным стеклом мощностью от 5 до 80 Вт.

Типовые параметры фотоэлектрических модулей серии ФЭМ

Тип ФЭМ	Мощность (±5%) [Вт]	Раб. Ток [А]	Раб. напр. [В]	Ном. напр. [В]	Ток к.з. [А]	Напр. х.х. [В]	Длина [мм]	Ширина [мм]	Высота [мм]	Масса [кг]
ФЭМ 5-12	5	0.3	17	12	0.4	21.6	305	208	28	1.1
ФЭМ 11-12	11	0.64	17	12	0.8	21.6	410	360	28	1.8
ФЭМ 12-12	12	0.7	17	12	0.9	21.6			28	1.8
ФЭМ 16-12	16	0.94	17	12		21.6			28	2
ФЭМ 21-12	21	1.24	17	12		21.6	572	428	28	3
ФЭМ 24-12	24	1.41	17	12		21.6	572	428	28	3
ФЭМ 30-12	30	1.76	17	24	2.1	21.6			28	3.7
ФЭМ 40-12	40	2.35	17	12	2.8	21.6	1065	415	28	4
ФЭМ 60-12	60	3.5	17	20	4.2	21.6	1185	550	28	7.7
ФЭМ 65-12	65	3.82	17	20	4.3	21.6	1185	550	28	7.7

Модули на закаленном стекле с рамкой из анодированного алюминия высотой 38 или 42 мм.

Двусторонние солнечные элементы ламинируются в стекло с низким содержанием железа при помощи этиленвинилацетатной (EVA) пленки на передней поверхности и полиэтиленэтерофтолата (PET) на задней поверхности. Каркас изготавливается из анодированного алюминиевого сплава.

Основные параметры фотоэлектрических модулей серии MSW

ID	Мощность (±5%) [Вт]	Раб. Ток [А]	Раб. напр. [В]	Ном. напр. [В]	Ток к.з. [А]	Напр. х.х. [В]	Длина [мм]	Ширина [мм]	Высота [мм]	Масса [кг]
msw6_12	6	0.36	17	12	0.4	21.6	303	218	38	1.1
msw12_12	12	0.71	17	12	0.78	21.6	421	282	38	1.8
msw24_12	24	1.41	17	12	1.58	21.6	552	415	38	3.0
msw38_12	38	2.24	17	12	2.51	21.4	630	534	38	4.5
msw40_12	40	2.35	17	12	2.76	21.6	644	600	38	4.1
msw75_12	75	4.41	17	12	5.19	21.6	1185	550	38	7.7
msw80_24	80	2.36	34	24	2.71	43.2	1212	600	38	11.7
msw120_12	120	7.06	17	12	8.4	21.6	1411	691	38	11.7
msw200_20	200	7.14	28	20	8.2	36	1640	960	38	15

Пиковая мощность всех модулей измерена при стандартных тестовых условиях:

Масса воздуха $A_M=1.5$, радиация $E=1000$ Вт/м² и температура фотоэлектрического элемента $T_c=25^\circ\text{C}$.

Двусторонние фотоэлектрические модули



Двусторонние модули преобразовывают энергию света с фронтальной и с тыльной стороны. Это позволяет использовать энергию отраженного света.

Тыльная сторона модуля получает энергию, отраженную от поверхности воды или земли (например, от светлого песка или снега).

Такие модули были применены при строительстве солнечной фотоэлектрической станции мощностью 10 кВт в Афинах, Греции.

За счет использования модулей с двухсторонней чувствительностью можно получить примерно на 15-20% больше энергии с заданной площади модуля. Это ведет к меньшей материалоемкости фотоэлектрической батареи и меньшей стоимости системы в целом.

Важным преимуществом таких модулей является практическая прозрачность для инфракрасного излучения. Поэтому двусторонние модули меньше нагреваются в реальных условиях и имеют меньшие тепловые потери по сравнению с односторонними модулями. В летнее время температура солнечных модулей не превышает 40-50 градусов против 50-60 градусов Цельсия у обычных модулей).

Основные параметры модулей с двусторонней чувствительностью

ID	Мощность (±5%) [Вт]		Раб. Ток [А]		Раб. нап. р. [В]	Ном. нап. р. [В]	Ток к.з. [А]		Напр. х.х. [В]		Длина [мм]	Ширина [мм]	Высота [мм]	Масса [кг]
	Лицо	Тыл	Лицо	Тыл			Лицо	Тыл	Лицо	Тыл				
msw3819_12	38	19	2.24	1.12	17	12	2.64	1.32	21.4	21	630	534	38	4.0
msw4020_12	40	20	2.35	1.18	17	12	2.76	1.38	21.6	21.2	644	600	38	4.1
msw7538_12	75	38	4.41	2.21	17	12	5.19	2.6	21.6	21.2	1185	550	38	7.7
msw8040_24	80	40	2.36	1.18	34	24	2.71	1.36	43.2	42.8	1212	600	38	11.7
msw12060_12	120	60	7.06	3.53	17	12	8.4	4.2	21.6	21.2	1411	691	38	11.7
msw200100_20	200	100	7.14	3.57	28	20	8.2	4.1	36	35.6	1640	960	38	15

Солнечные модули

№	Наименование	Мощность*, Вт	Напряжение, В	ФЭП**	Каркас, мм	Вес, кг
1.	MSW-6(12)	6	12	3x12 1/12 ps125	218x304x38	1,1
2.	MSW-12(12)	12	12	4x9 1/6 ps125	282x421x38	1,8
3.	MSW-24(12)	24	12	3x12 1/3 ps125	415x552x38	2,7
4.	MSW-38/19(12)	38/19	12	4x9 1/2 ps125	534x630x38	4,1
5.	MSW-40/20(12)	40/20	12	4x9 1/2 ch125	600x630x38	4,6
6.	MSW-50/25(12)	50/25	12	4x9 ps103	450x985x38	6,0
7.	MSW-75/38(12)	75/38	12	4x9 ps125	550x1185x38	8,5
8.	MSW-80/40(12)	80/40	12	4x18 1/2 ch125	600x1212x38	9,2
	MSW-80/40(24)	80/40	24	4x18 1/2 ch125	600x1212x38	9,2
9.	MSW-100/50(12)	100/50	12	6x12 ps103	676x1326x38	10,6
	MSW-100/50(24)	100/50	24	6x12 ps103	676x1326x38	10,6
10.	MSW-120/60(12)	120/60	12	4x9 pr150	751x1416x46	16,0
11.	MSW-120/60(24)	120/60	24	4x18 1/2 pr150	751x1443x46	16,6
12.	MSW-150/75(12)	150/75	12	6x12 ps125	807x1575x46	18,0
	MSW-150/75(24)	150/75	24	6x12 ps125	807x1575x46	18,0
14.	MSW-240/120(12)	240/120	12	6x12 pr175	1107x1875x46	27,0
	MSW-240/120(24)	240/120	24	6x12 pr175	1107x1875x46	27,0

* - после наклонной черты указана мощность тыльной стороны для двухсторонних модулей;

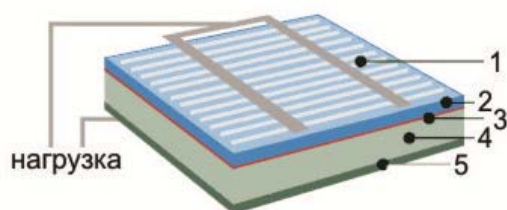
** - тип фотоэлектротрансформатора (солнечного элемента): ps103 - псевдоквадрат 103x103 мм из пластин диаметров 125 мм, ps125 - псевдоквадрат 125x125 мм из пластин диаметром 150 мм, pr175 - псевдопрямоугольник 175x150 мм из пластин диаметром 200 мм;

*** - выпуск с 2007 года

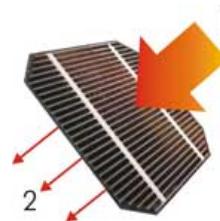
Солнечные модули

Солнечная батарея – фотоэлектрический модуль – представляет собой набор тонких пластин монокристаллического кремния (хотя применяются поликристаллические и аморфные). Элементы соединены плоскими проводами на стекле или прозрачном пластике, с обратной стороны пластины кремния заламинированны полиэфирной пленкой или специальным герметикам для защиты от окисления контактов и влаги. Количество пластин (элементов) зависит от принятой конструкции батареи и обычно подбирается так, чтобы ток и напряжение соответствовали условиям зарядки аккумуляторов. Элементы бывают размером 85x85 мм 100x100 мм, 125x125 мм или в форме окружности соответствующего диаметра. В зависимости от размера элементов изменяются размеры готовой батареи. КПД батареи обычно лежит в диапазоне 10.5 – 13.5%, хотя в лабораториях получены результаты до 18%, еще больший КПД имеют батареи на элементах из арсенида галлия, но они редки и дороги. Для вывода энергии устанавливают специальные разъемы.

Структура солнечного элемента показана на рисунке.



Структура солнечного элемента: 1 - передний контакт; 2 – отрицательный слой; 3 – проводящий слой; 4 – положительный слой; 5 – задний контакт.



1 - солнечный свет
2 - инфракрасные лучи

Все солнечные элементы прозрачны для инфракрасной области спектра, что приводит к меньшей нагреваемости элементов на солнце и соответственно увеличению их эффективности.

Солнечные элементы (СЭ), фотопреобразователи (ФП) – синонимы первичного преобразователя, осуществляющего прямое преобразование солнечной энергии в электрический ток.

Электрически соединенные солнечные элементы создают базовую основу для солнечных модулей (СМ), которые, служат базовыми элементами больших энергосистем. В зависимости от применений, солнеч-

ные модули могут иметь разные конструктивные решения и разные выходные мощности.

Существует несколько способов увеличения энергоэффективности: выбор оптимального угла установки, т.к. солнце в течение года постоянно меняет высоту над горизонтом. Другой путь увеличения производительности поворачивать солнечную батарею вслед за солнцем в течение дня. Таким образом, можно увеличить выработку энергии вплоть до 50% от выработки в стационарном положении. Энергия, полученная от солнечных батарей, направляется на зарядку аккумуляторов, что необходимо по двум причинам: сглаживание неравномерности поступления энергии, например в облачную погоду, и удовлетворение потребности в энергии тогда, когда нет солнечного излучения (ночью).

Солнечные модули наземного использования обычно конструируются для зарядки свинцово-кислотных аккумуляторных батарей с номинальным напряжением 12 В.

При этом последовательно соединяются 36 солнечных элементов. Полученный пакет обычно обрамляют в алюминиевую раму, облегчающую крепление к несущей (опорной) конструкции. Мощность солнечных модулей может достигать 10...300 Вт.

Для получения необходимой мощности и рабочего напряжения модули соединяют последовательно или параллельно. Таким образом получают **фотоэлектрический генератор**. Мощность генератора всегда меньше, чем сумма мощностей модулей - из-за потерь, обусловленных различием в характеристиках однотипных модулей (потерь на рассогласование). Чем тщательнее подобраны модули в генераторе (или, чем меньше различие в характеристиках модулей), тем меньше потери на рассогласование. Например, при последовательном соединении десяти модулей с разбросом характеристик 10% потери составляют приблизительно 6%, а при разбросе 5% - уменьшаются до 2%.

При затенении одного модуля (или части элементов в модуле) в генераторе при последовательном соединении возникает "*эффект горячего пятна*" - затененный модуль (элемент) начинает рассеивать производимую освещенными модулями (элементами) мощность, быстро нагревается и выходит из строя. Для устранения этого эффекта параллельно с каждым модулем (или его частью) устанавливают шунтирующий диод. Диод необходим при последовательном соединении более двух модулей. К каждой линейке (последовательно соединенных модулей) тоже подключается блокирующий диод для выравнивания напряжений линеек. Все эти диоды обычно размещаются в соединительной коробке самого модуля.



Модули устанавливаются на стальных или алюминиевых опорных конструкциях на земле (или на крышах и фасадах зданий - и при этом служат одновременно кровельным или защитным материалом).

Вольтамперная кривая генератора имеет тот же вид, что и единичного модуля. Рабочая точка генератора, подключенного к нагрузке, не всегда совпадает с точкой максимальной мощности (тем более, что положение последней зависит от условий освещенности и температуры окружающей среды). Подключение таких нагрузок, как, например, электродвигатель, может сдвинуть рабочую точку системы в область минимальной или даже нулевой мощности (и двигатель просто не запустится). Поэтому, важный компонент солнечных электрических систем - преобразователи напряжения, способные согласовывать солнечный модуль с нагрузкой.

СЭ производит электричество когда освещается светом. В зависимости от интенсивности света (измеряемой в $\text{Вт}/\text{м}^2$), солнечный элемент производит больше или меньше электричества: яркий солнечный свет более предпочтителен, чем тень, и тень более предпочтительна, чем электрический свет. Для сравнения СЭ и модулей необходимо знать так называемую номинальную мощность элемента или модуля. Номинальная мощность, выраженная в ваттах пиковой мощности W_p , это мера того, сколько электроэнергии может произвести фотоэлектрический модуль при оптимальных условиях.

Для определения и сравнения номинальной мощности солнечных панелей, выходная мощность измеряется при стандартных тестовых условиях (СТУ). Эти условия предполагают:

- освещенность $1000 \text{ Вт}/\text{м}^2$
- солнечный спектр АМ 1.5 (он определяет тип и цвет света)
- температура элемента $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (это важно, так как эффективность СЭ падает при повышении его температуры).

Аккумуляторные батареи



Автономные фотоэлектрические системы (АФС) используются там, где нет сетей централизованного электроснабжения.

Для обеспечения энергией в темное время суток или в периоды без

яркого солнечного света необходима аккумуляторная батарея.

Основными условиями по выбору аккумуляторов являются:

- стойкость к циклическому режиму работы;
- способность выдерживать глубокий разряд;
- низкий саморазряд;
- нечувствительность к нарушению условий зарядки и разрядки;
- долговечность;
- простота в обслуживании.

Важный параметр переносных (или периодически демонтируемых) солнечных систем - **компактность и герметичность**. Этим требованиям в полной мере удовлетворяют аккумуляторы, выполненные по технологиям "dryfit" и AGM (абсорбированный электролит) или рекомбинационной технологии. Они характеризуются отсутствием эксплуатационных затрат и перекрывают диапазон емкостей 1...12 000 Ач. Выделяющиеся при зарядке газы не выходят из аккумулятора, поэтому электролит не расходуется и обслуживание не требуется.

Для получения необходимого рабочего напряжения аккумуляторы или аккумуляторные батареи соединяют последовательно. При этом:

- применяют аккумуляторы только одного типа, выпущенные одним производителем;
- используют все аккумуляторы одновременно, не делая отводов от отдельных частей;
- не соединяют аккумуляторы в одну группу с разницей в дате выпуска более чем на месяц;
- обеспечивают разницу температур отдельных аккумуляторов не более 3°C.

Для продления срока службы аккумуляторов при циклическом режиме работы в солнечных системах важно не допускать и глубокого

разряда. Степень разряда характеризуется *глубиной разряда*, выражаемой в процентах от номинальной емкости аккумулятора.

Эксплуатация аккумуляторов при глубоком разряде приводит к необходимости их более частой замены и обслуживания - и, соответственно, к удорожанию системы. Глубину разряда аккумуляторов в солнечных системах стремятся ограничить на уровне 30...40%, что достигается отключением нагрузки (снижением мощности) или использованием аккумуляторов большей емкости. Поэтому, для управления процессом зарядки в состав солнечной электрической станции обязательно включают контроллеры зарядки разрядки аккумуляторной батареи.

Для подбора количества и типа аккумуляторов используют два параметра: конструкция инвертора (напряжение на низкой стороне) и ток зарядки, который может поступать от нескольких источников и не должен превышать 10 % от номинальной емкости для кислотных аккумуляторов и 25-30% от номинальной емкости для щелочных. Если в инверторе имеется зарядное устройство от сети, то оно должно автоматически регулировать зарядный ток в зависимости от степени заряда аккумуляторов. К необходимым свойствам аккумуляторов, применяемых в солнечных системах, необходимо отнести и низкий уровень саморазряда. Обычный кислотный аккумулятор требует подзарядки не реже чем один раз в 6 месяцев иначе выходит из строя, через год после начала эксплуатации уровень саморазряда обычного кислотного аккумулятора достигает 1,5% в день от его номинальной емкости. Поэтому к аккумуляторам, применяемым в солнечных системах, предъявляются специфические требования.

Для систем автономного электроснабжения **НЕЛЬЗЯ** использовать "автомобильные" аккумуляторы или аккумуляторы, не имеющие глубокого цикла !!!

Для работы в автономных системах используются специальные аккумуляторные батареи со сроком службы до 10 и более лет.

Свинцово-кислотные аккумуляторы с заливкой: Жидкостные свинцово-кислотные или свинцово-кислотные аккумуляторы с заливкой чаще всего применяются для сохранения электрической энергии. Существуют аккумуляторы вентилируемого типа (наиболее распространенные), в которые можно добавлять воду, а также герметичного типа, в которые воду добавлять нельзя.

В **Аккумуляторах с абсорбирующим стеклянным матом** (аккумуляторы AGM) применяется фибerglassовый мат, насыщенный серной кислотой. AGM аккумуляторы иногда называют также "недокормленными" или "сухими" аккумуляторами, потому что фибerglassовый мат насыщен серной кислотой только на 95%, и в нем отсутствует избы-

точная жидкость. Аккумулятор AGM "чище", при его перевозке не нужно выполнять требования, предъявляемые к опасным материалам. Они прекрасно подходят для большинства вариантов применения, способны работать в довольно тяжелых условиях и не дают утечку даже в случае повреждения. Их основным недостатком по сравнению с заливаемыми аккумуляторами является высокая стоимость – они обходятся в 2-3 раза дороже. В случае, когда пары и утечки не являются поводом для беспокойства, более экономичным выбором является, пожалуй, свинцово-кислотный аккумулятор с заливкой промышленного типа.



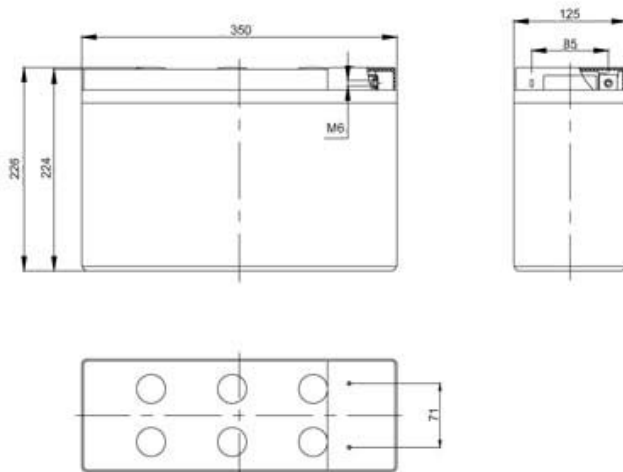
Гелевые элементы или герметичные свинцово-кислотные аккумуляторы часто выбирают в ситуациях, когда невозможно обеспечить вентиляцию аккумуляторов или их установку в требуемом положении. Гелевые элементы являются более "чистыми" – в том смысле, что из них не выделяется газ – как из свинцово-кислотных аккумуляторов. Однако гелевые элементы более чувствительных к зарядному напряжению, поскольку их невозможно вентилировать – за исключением экстренных ситуаций (которые могут вызвать непоправимые повреждения). Гелевые ячейки гораздо более чувствительны к воздействию высоких температур и не могут в течение длительного времени – по сравнению со свинцово-кислотными аккумуляторами – находиться в разряженном состоянии. Поэтому необходимо надлежащим образом регулировать зарядку гелевых элементов. Для аккумуляторов на гелевых элементах может потребоваться дополнительный регулятор с температурной компенсацией. За конкретными рекомендациями следует обратиться к изготовителю.

Никель-кадмиевые или железно-никелевые аккумуляторы обычно применяют в экстремальных условиях. Эти аккумуляторы действуют при температурах ниже -40°C . Они могут обеспечивать больший ток и более глубокие и частые циклы по сравнению со свинцово-кислотными, AGM и гелевыми аккумуляторами. Срок службы железно-никелевых аккумуляторов может превышать 20 лет. Железно-никелевые аккумуляторы относятся к наиболее экологичным аккумуляторам. Однако в никель-кадмиевых аккумуляторах содержатся тяжелые металлы. К недостаткам аккумуляторов этого типа можно отнести их высокую стоимость и низкий КПД зарядки.

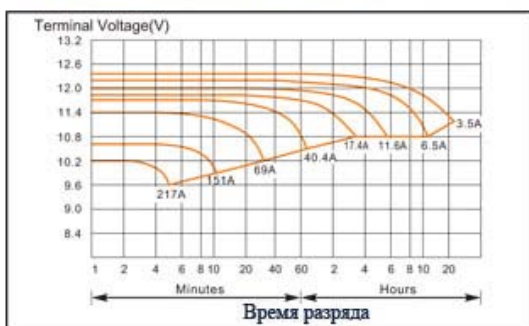
Для контроля за состоянием аккумуляторной батареи часто применяют **регуляторы зарядки-разрядки**. Чтобы защитить батарею от избыточной разрядки, нагрузка должна быть отключена, когда напряжение батареи падает ниже *напряжения отключения*. Нагрузка не должна подключаться до момента, когда напряжение не возрастет до опреде-

ленного порога (*напряжения подключения*). Эти значения зависят от конструкции определенных батарей, производственного процесса и срока службы батарей. Чтобы защитить батарею от перезарядки необходимо ограничить зарядный ток по достижении *напряжения окончания зарядки*. Напряжение начнет снижаться, пока не достигнет другого порога, называемого *напряжением возобновления заряда*.

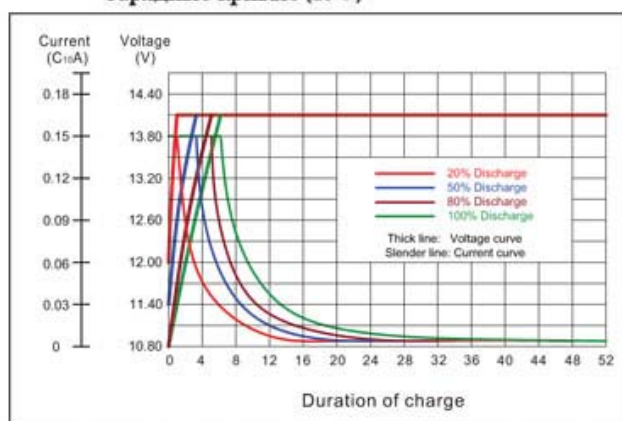
В регуляторах предусматривают следующие виды защиты: от короткого замыкания в нагрузке; от подключения аккумуляторной батареи обратной полярностью; температурная компенсация значений пороговых напряжений (это бывает необходимо, если предполагается эксплуатация батарей при температурах ниже минус 10°C).



Разрядные характеристики (25°C)



Зарядные кривые (25°C)




Разряд постоянным током, А (25°C)

Final Voltage (V/cell)	Minute							Hour							
	5	10	15	20	30	40	50	1	2	3	4	5	6	8	10
1.85	123	105	86	75	57	47	41	36.8	22.8	17.0	13.5	11.4	9.8	7.7	6.4
1.80	151	122	98	83	62	51	44	38.7	23.5	17.4	13.7	11.6	9.9	7.7	6.5
1.75	174	135	105	89	66	53	46	40.4	23.9	17.6	13.8	11.6	9.9	7.8	6.6
1.70	192	144	112	93	69	55	47	41.3	24.2	17.7	13.9	11.7	10.0	7.9	6.6
1.65	206	151	116	96	70	56	48	41.7	24.4	17.8	14.0	11.8	10.1	7.9	6.6
1.60	217	157	119	98	71	57	48	42.3	24.5	17.9	14.0	11.8	10.1	8.0	6.7

Разряд постоянной мощностью, Вт (25°C)

Final Voltage (V/cell)	Minute							Hour							
	5	10	15	20	30	40	50	1	2	3	4	5	6	8	10
1.85	268	221	153	155	124	98	86	76.1	44.2	34.6	27.5	22.9	19.3	15.3	13.1
1.80	294	231	181	159	127	99	88	77.4	44.9	35.0	28.1	23.1	19.6	15.4	13.2
1.75	333	242	183	163	129	101	90	78.7	45.5	35.4	28.5	23.3	20.0	15.6	13.3
1.70	358	247	188	166	130	103	92	79.3	46.8	35.8	28.9	23.5	20.4	15.8	13.3
1.65	372	255	191	169	131	104	94	80.0	47.5	36.2	29.3	23.7	20.9	15.9	13.4
1.60	388	259	194	172	132	105	95	80.6	48.1	36.5	29.7	23.9	21.4	16.1	13.5

	Страна	Китай
	Название	COSLIGHT 6-GFM-65X
	Напряжение, В	12
	Емкость, Ач	65
	Длина, мм	350
	Ширина, мм	125
	Высота, мм	224
	Высота с клеммой, мм	226
	Вес, кг	29
	Срок службы, лет	10-12
	Гарантия, мес.	12
	Цена	6360 руб
	Технология	AGM
	Емкость, Ач	65
	Количество циклов D.O.D 60%	500 10 мин - 10 ч
	Рекомендуемое время разряда	от -40°C до +50°C (оптимально +20°C)
Диапазон рабочих температур	не менее 10 лет	
Срок службы (при t=+20°C)	решетчатые плоские пластины Pb-Ca-Sn	
Положительный электрод		

Габаритные размеры и масса аккумуляторов

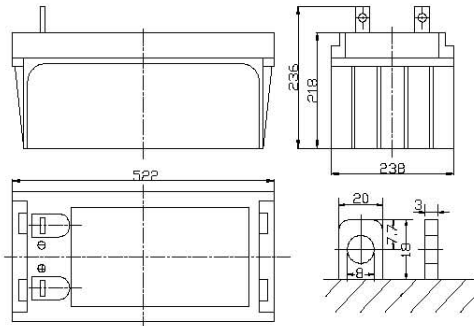
Тип аккумулятора	Номинальная ёмкость, А/ч, C10	Номинальное напряжение (В)	Габаритные размеры аккумуляторов (мм)				Масса (кг)	Кол-во борнов (шт.)
			Длина	Ширина	Высота	Монтажная высота		
6-GFM-38X	38	12	275	104	212	214	15,5	2
6-GFM-50X	50	12	275	104	275	277	20,5	2
6-GFM-65X	65	12	350	125	224	226	29,0	2
6-GFM-100X	100	12	528	125	230	232	40,0	2
6-GFM-100X/B	100	12	393	108	286	288	35	2
6-GFM-120X	120	12	528	105	318	320	48	2
6-GFM-125X	125	12	528	125	280	282	49,0	2
6-GFM-150X	150	12	528	125	316	318	56,0	2
3-GFM-200X	200	6	275	147	340	345	37	2



ST12-200 (12В 200Ач)

Спецификации

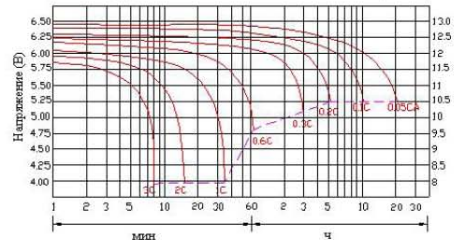
Номинальное напряжение	12В	
Емкость	200Ач	
Размеры	Общая высота	236мм
	Высота	218мм
	Длина	522мм
	Ширина	238мм
Вес	57 кг	



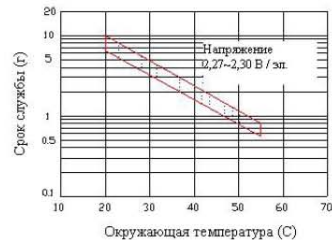
Характеристики

Емкость 77°F(25°C)	20-часовой разряд	206Ач
	10-часовой разряд	200Ач
	5-часовой разряд	185Ач
	Часовой разряд	125Ач
	15 минутный разряд	87Ач
Внутреннее сопротивление	Полностью заряженная батарея 77°F(25°C)	~3.5mΩ
Влияние температуры на емкость (20ч разряд)	104°F(40°C)	102%
	77°F(25°C)	100%
	32°F(0°C)	85%
	5°F(-15°C)	65%
Саморазряд 68°F(20°C) (Емкость после саморазряда)	3 месяца хранения	90%
	6 месяцев хранения	80%
	12 месяцев хранения	60%
Макс. ток разряда 77°F(25°C)	1500А(5с)	
Выводы	T9/T13	
Заряд (Постоянное напряжение, 25°C)	Цикл.	14.4~14.7V(-24mV/°C) макс. ток: 60А
	Буфер.	13.6~13.8V(-18mV/°C)

РАЗРЯДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ (25°C)



ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА СРОК СЛУЖБЫ



Характеристики разряда постоянным током (А, 25°C)

Е. V/время	5мин	10мин	15мин	30мин	60мин	3ч	5ч	10ч	20ч
9.60V	631	417	363	206	130	55.0	38.2	20.3	10.4
10.2V	599	396	348	198	125	53.5	37.0	20.1	10.3
10.8V	563	372	331	188	119	52.4	36.3	20.0	10.2

Характеристики разряда постоянной мощностью (Вт, 25°C)

Е. V/время	5мин	10мин	15мин	30мин	60мин	3ч	5ч	10ч	20ч
9.60V	6620	4505	3981	2309	1482	639	444	242	124
10.2V	6289	4279	3822	2217	1423	629	437	240	123
10.8V	5912	4023	3631	2106	1352	617	429	240	122

Литий-ионные аккумуляторы производства компании Лиотех.

Область применения литий-ионных аккумуляторов: накопители электрической энергии в системах генерации и передачи электроэнергии; накопители энергии для изолированных сетей; источники резервного и бесперебойного питания; системы оперативного постоянного тока; источники для накопления электрической энергии и её последующего использования для питания постоянным током электродвигателей машин и бортовых систем электрифицированного транспорта; источники питания постоянным током прочих механизмов как управляемых (погрузчики, вагонетки и проч.), так и неуправляемых.

Общая техническая информация

В настоящее время заводом «Лиотех» выпускаются 4 основные марки призматических литий-железо-фосфатных аккумуляторов, сравнительные характеристики которых представлены в таблице.

Таблица - Сравнение характеристик производимых и разрабатываемых заводом «Лиотех» литий-ионных аккумуляторов и их зарубежных аналогов

Аккумулятор	Разрядная емкость, А·ч	Уд. энергия, Вт·ч/кг / Вт·ч/л	Габаритные размеры, мм
Характеристики выпускаемых заводом аккумуляторов			
LT-LYP 240	240	79,2/119,1	337x163x117
LT-LYP 380	380	82,2/132,2	337x163x167
LT-LYP 770	770	93,0/154,2	337x163x289
LT-LFP 300	300,0	107/160	349x162x114
Характеристики разрабатываемых заводом аккумуляторов			
LT-LFP 20	20,0	121/187	320x150x12
LT-LFP 75	75,0	124/190	320x150x31
Характеристики зарубежных аналогов			
INCP-611678	6,0	145/345	78x61x16
INCP-522676	7,5	127/297	76x52x26
INCP77/25/63	10,5	130/310	76x52x26
INCP95/28/151	35,0	145/335	95x28x140
HP-PW- 40AH 3.2V	40	84,8/102,2	113x66x168
HP-PW-100AH3.2V	100	100,9/151	163x51x278
HP-CT-200AH 3.2V	200	100/145,2	255x70x247

Ресурс аккумуляторов должен быть не менее значений, приведенных в таблице, в пределах срока службы не менее 8 лет

Таблица - Ресурс выпускаемых заводом аккумуляторов

Режим разряда	Глубина разряда, %	Количество циклов до остаточной емкости 0,8 Сн
1	70	5000
2	80	3000
3	100	Не регламентируется, ориентировочно 1000

При глубине разряда 5-25% срок службы составляет 15-25 лет при хранении и эксплуатации в нормальных условиях.

На базе производимых заводом «Лиотех» аккумуляторов разрабатываются батареи с выходным напряжением 12, 24, 36, 48 В.

Основные технические характеристики аккумуляторов модели LT-LFP 300 представлены в таблице 3

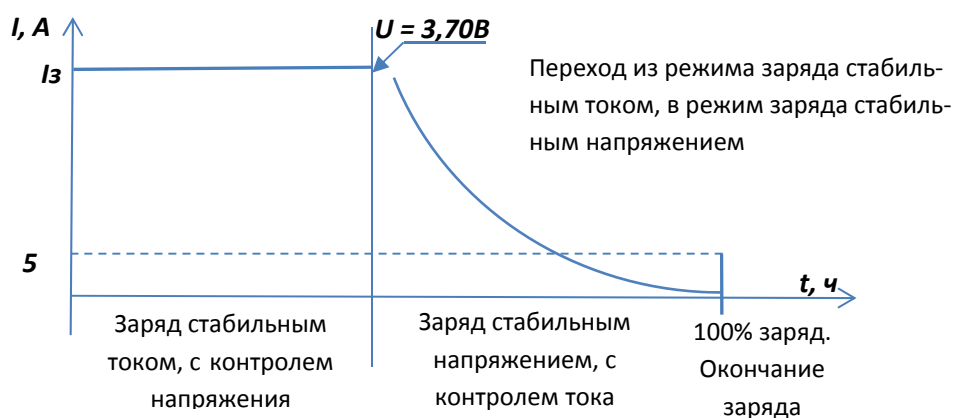
Таблица. Основные технические характеристики

Параметр		Значение
Номинальное напряжение, В		3,2
Номинальная ёмкость, Ач		300
Внутреннее сопротивление, мкОм		50 – 400
Саморазряд, % в месяц		менее 3
Номинальный ток, А (С _н)		60 (0,2)
Максимальный длительный ток, А (С _н)		600 (2)
Габариты	Длина, мм	162 ⁺²
	Ширина, мм	114 ⁺²
	Высота, мм	349,5 ₋₂
Масса, кг		9,5±0,3

Параметры эксплуатации

- ✓ Аккумуляторы предназначены для использования при температуре от минус 40 до плюс 50 °С.
- ✓ Рекомендуемая температура на клеммах аккумулятора при эксплуатации составляет от 0 до плюс 30 °С при заряде, и от минус 20 до плюс 30 °С при разряде. Оптимальная температура для эксплуатации аккумулятора плюс (20±5) °С. Более высокие температуры могут привести к снижению срока службы аккумулятора. Более низкие температуры не сокращают срок службы, но уменьшают емкость. Превышение температуры плюс 50 °С недопустимо. Необходимо избегать длительной эксплуатации аккумуляторов при температурах выше плюс 40 °С.

- ✓ Значение максимально допустимого кратковременного тока разряда составляет 900 А ($3 C_n$) при скважности 1:2 и длительности импульса до 20 с.
- ✓ Рекомендуемый режим заряда аккумуляторов – двухступенчатый:
 - 1) заряд при постоянном токе 60 А ($0,2 C_n$) до достижения напряжения 3,7 В;
 - 2) заряд при постоянном напряжении 3,7 В до снижения тока заряда до величины 5 А ($0,02 C_n$) при рекомендуемой температуре на клеммах аккумулятора.
- ✓ Рекомендуемый режим разряда аккумуляторов - постоянным током 60 А ($0,2 C_n$) до конечного напряжения 2,5 В при рекомендуемой температуре на клеммах аккумулятора.
- ✓ Максимальный ток заряда не должен превышать $2 C_n$, (600 А).



I_3 – ток заряда, А.

Рисунок 1. - Условный график заряда аккумулятора

Примечание: за 100% емкости аккумулятора принимается заряд, который получил аккумулятор при заряде его от 2.5 В.

- ✓ Режимы заряда в диапазоне от минус 10 °С до плюс 40 °С представлены в таблице.

Таблица - Режимы заряда

Режим заряда	Заряд аккумулятора LT-LFP 300				Накопленный % заряда от номинального, не менее
	1 ступень		2 ступень		
	Ток, А	Напряжение, В, не более	Напряжение, В	Ток окончания заряда, А	
Рекомендуемый	60	3,7	3,7	5	100
Ускоренный	100	3,7	3,7	5	80
	300			5	75
	600			5	70

✓ Режимы разряда и величины разрядной емкости в диапазоне от минус 40 °С до плюс 50 °С представлены в таблице.

Таблица - Режимы разряда

Температура, °С	Режим разряда	Ток разряда, А	Емкость при разряде, (не менее), Ач ¹
+50	Допустимый	60	300
	Максимальный	600	265
	Импульсный	900	260
+20	Рекомендуемый	60	300
	Максимальный	600	265
	Импульсный	900	260
-40	Допустимый	60	180
	Максимальный	Недопустимо	
	Импульсный	Недопустимо	

Ресурс аккумулятора

Ресурс аккумулятора при рекомендуемых условиях эксплуатации существенно зависит от глубины разряда и составляет:

- ✓ при глубине разряда более 90 % (нештатный режим) - не нормируется (справочно 900 – 1500 циклов заряда/разряда);
- ✓ при глубине разряда 80 % - не менее 3000 циклов заряда/разряда;
- ✓ при глубине разряда 70 % - не менее 5000 циклов заряда/разряда.

При глубине разряда 5-25 % срок службы составляет 15-25 лет при эксплуатации в рекомендуемых температурных условиях, а также при давлении 101,3 кПа, влажности не более 60 % и отсутствии вибрации и механических ударов.

¹ заряд током 60А при температуре 10-30°С

Эксплуатация аккумуляторов при глубине разряда 90-100% и температуре ниже минус 20 °С и выше плюс 40 °С приводит к снижению ресурса аккумуляторов на 30-80%.

Характеристики заряда/разряда

Кривые разряда аккумулятора различными токами при температуре 20 °С представлены на рисунке 2а.

Кривые разряда аккумулятора токами 0,2 / 0,5 / 1 / 1,5 C_n при различных рабочих температурах представлены на рисунках 2б – 2д.

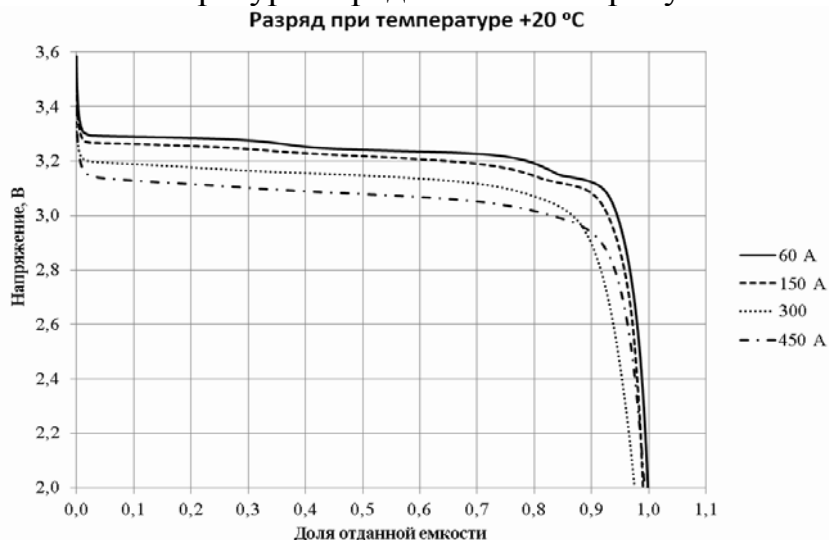


Рисунок 2а – Зависимость напряжения при разряде от степени разряда при температуре разряда 20 °С при различных токах

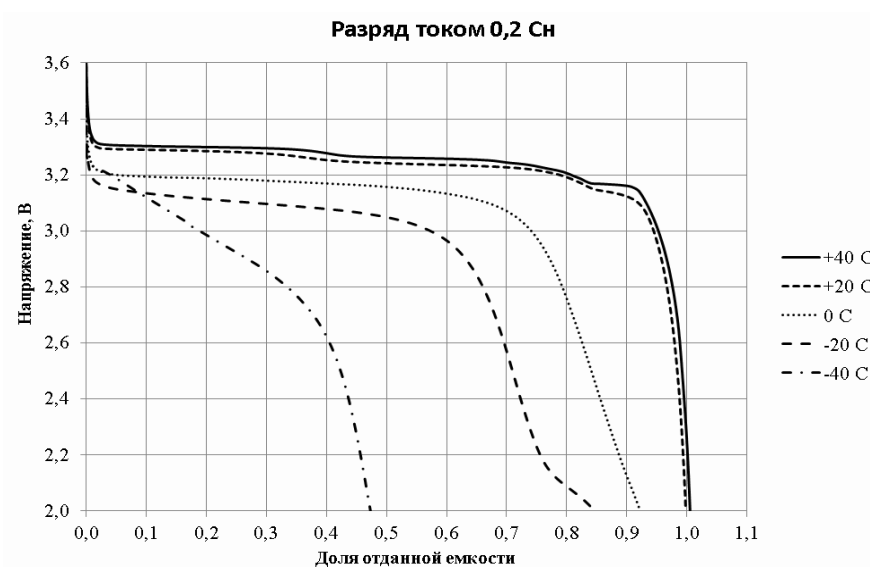


Рисунок 2б – Зависимость напряжения при разряде от степени разряда при токе заряда/разряда 60 А (0,2 C_n) при различных температурах

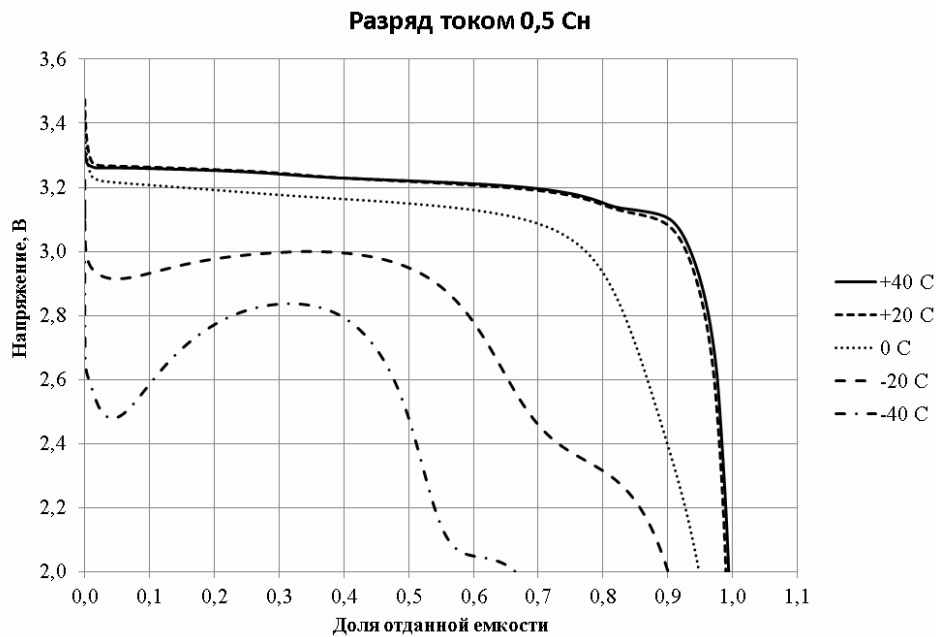


Рисунок 2в – Зависимость напряжения при разряде от степени разряда при токе заряда/разряда 150 А (0,5 C_н) при различных температурах

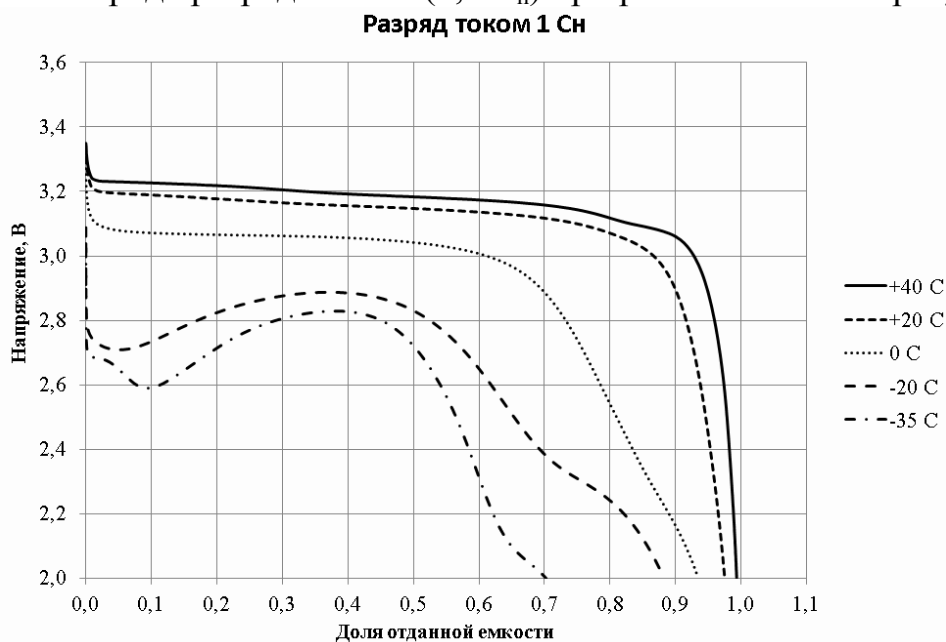


Рисунок 2г – Зависимость напряжения при разряде от степени разряда при токе заряда/разряда 300 А (1 C_н) при различных температурах

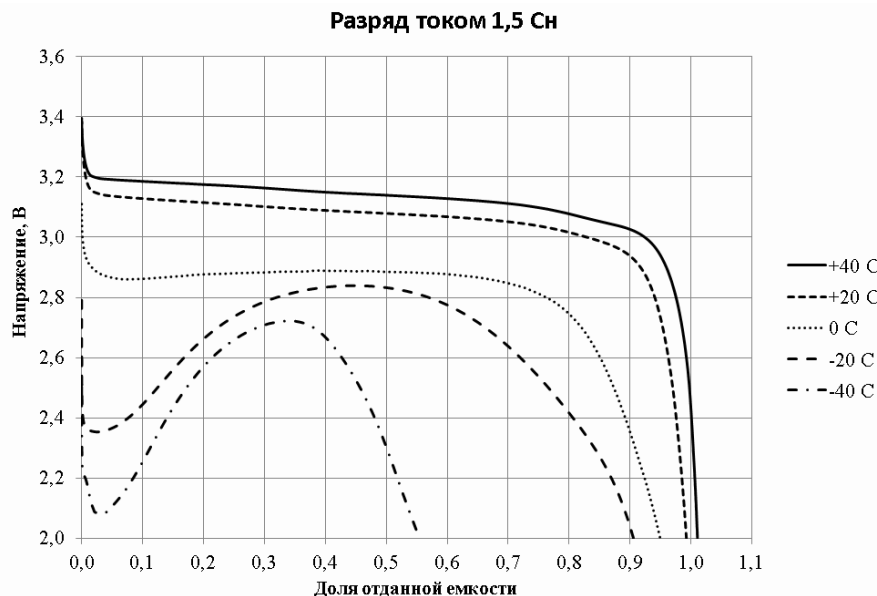


Рисунок 2д – Зависимость напряжения при разряде от степени разряда при токе заряда/разряда 450 А (1,5 С_н) при различных температурах

Эксплуатационные ограничения

Аккумулятор во время эксплуатации должен постоянно находиться в состоянии, при котором его напряжение не превышает 3,7 В и не опускается ниже 2,5 В.

Аккумулятор во время эксплуатации не должен длительно находиться в полностью заряженном состоянии. Рекомендуется эксплуатировать аккумулятор в диапазоне заряда-разряда 20 - 90 %.

Запрещено длительно (более 1 ч) хранить аккумуляторы в разряженном состоянии (глубина разряда 90 - 100%).

Запрещено заряжать аккумулятор выше напряжения 3,7 В, и токами, превышающими установленные изготовителем значения.

Необходимо исключить внешнее короткое замыкание аккумуляторов или батарей в процессе эксплуатации.

Необходимо исключить перегрев аккумуляторов в процессе эксплуатации, хранения и транспортировки (температура на клеммах аккумулятора не должна превышать плюс 50 °С при эксплуатации и 30 °С при хранении и транспортировке).

Необходимо исключить прямое попадание влаги на аккумуляторы.

Особенности работы аккумуляторов в составе аккумуляторной батареи

Эксплуатация аккумуляторов в составе батареи без системы контроля и управления (BMS) не допускается.

СКУ должна выполнять следующие функции:

- ✓ измерение напряжения на каждом аккумуляторе;
- ✓ измерение температуры на каждом аккумуляторе;
- ✓ измерение зарядного/разрядного тока батареи;
- ✓ выравнивание (балансировку) напряжений на аккумуляторах соединенных последовательно при заряде батареи;
- ✓ отключение батареи от нагрузки при напряжении на любом аккумуляторе ниже 2,5 В и от зарядного устройства (ЗУ) при напряжении на любом аккумуляторе выше 3,7 В, при температуре любого аккумулятора выше 60°C, при превышении тока короткого замыкания, протекающего через батарею выше 5Сн.

В зависимости от характера решаемых задач допускается использование как пассивного, так и активного способа балансировки.

Максимально допустимый разброс емкостей отдельных аккумуляторов в составе батареи составляет $\pm 5\%$.

Максимально допустимый разброс внутренних сопротивлений отдельных аккумуляторов в составе батареи составляет $\pm 10\%$.

Напряжение заряда аккумуляторной батареи определяется по формуле:

$$U_{AB} = U_{акк} \cdot N$$

где: U_{AB} – напряжение заряда батареи;

$U_{акк}$ – среднее напряжение заряда отдельного аккумулятора;

N – количество аккумуляторов в батарее;

Особенности литий-ионных и литий-полимерных аккумуляторов таковы, что при приближении их заряда к 100%, происходит нелинейный рост его поляризационного потенциала. В случае использования большого количества аккумуляторов, соединенных последовательно (8 шт. и более), вследствие разброса параметров аккумуляторов (емкость, внутреннее сопротивление) растет разброс напряжения на них (см. рис. 3). Это может привести к преждевременной остановке заряда батареи вследствие достижения напряжения на отдельном аккумуляторе 3,7В. Поэтому рекомендуется снизить среднее напряжение на отдельном аккумуляторе в режиме заряда до 3,4 – 3,5В.

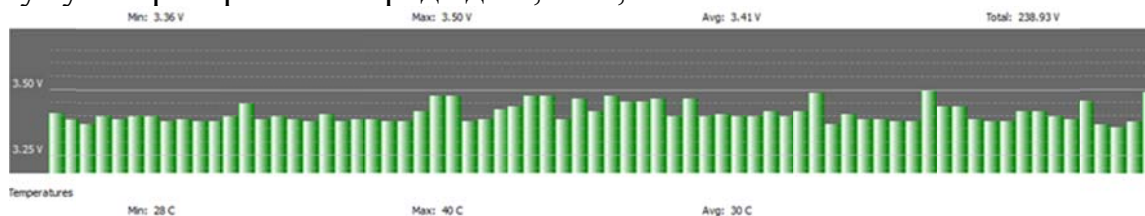


Рис. 3 разброс напряжения отдельных аккумуляторов батареи в процессе заряда

Особенности работы аккумуляторной батареи в режиме поддерживающего заряда

Заряд отдельных аккумуляторов производить от специального зарядного устройства (ЗУ) в режиме постоянного тока (номинальный ток заряда $I_n=0,2C_n$) до достижения конечного напряжения заряда $U_{акк}$, далее в режиме постоянного напряжения до достижения тока заряда $0,2I_n$. Необходимо контролировать полярность подключения аккумуляторов и напряжение на аккумуляторе. Конечное напряжение заряда отдельного аккумулятора не должно превышать 3,7 В.

Для заряда батареи рекомендуется использовать ЗУ, обеспечивающее минимальный уровень пульсации тока. Рекомендуемый уровень пульсации – не более 5А на 100Ач емкости аккумуляторной батареи.

Рекомендуемое напряжение заряда на входных клеммах аккумуляторной батареи – 3,38 В. Рекомендуемое напряжение поддерживающего заряда на входных клеммах аккумуляторной батареи – 3,35 – 3,36В.

Примечание: уровни напряжения указаны для температуры окружающей среды $+20 \pm 5^\circ\text{C}$.

Особенности работы аккумуляторной батареи в режиме циклирования

Максимальный эксплуатационный ресурс батареи при циклировании достигается при следующих параметрах:

- ✓ диапазон заряда-разряда: 20 - 90 %;
- ✓ температура окружающей среды: $+20 \pm 5^\circ\text{C}$;
- ✓ номинальный ток заряда и разряда: $0,2C$;

Длительное нахождение аккумуляторной батареи в полностью разряженном состоянии не допускается;

Длительное нахождение аккумуляторной батареи в полностью заряженном состоянии (100%) не рекомендуется;

Тип преобразовательного устройства должен быть согласован с производителем батареи.

Инверторы

Инвертор "Находка"



Предприятие "Находка" выпускает инверторы и блоки бесперебойного питания с чистой синусоидой на выходе мощностью от 1700 до 5000 ВА.

Выпускаются комбинированные устройства - инверторы с зарядными устройствами различной мощности - 10% и 100% от номинальной мощности инвертора, встроенными контроллерами заряда от солнечных батарей на ток от 20 до 60 А, с функцией стабилизации входного напряжения и без таковой, с гибкой регулировкой перегрузочной способности и тока собственного потребления.

Инвертор предназначен для работы электробытовых приборов и другой аппаратуры на ~220 В.

Инвертор "Синус" для нагрузки, критичной к форме напряжения.



Инвертор "Синус" обладает параметрами, необходимыми для работы в системах автономного электроснабжения - синусоидальным напряжением на выходе, высокой надежностью, высокой перегрузочной способностью, малой собственной потребляемой мощностью и "спящим" режимом.

Инвертор предназначен для работы электробытовых приборов и другой аппаратуры на ~220 В.

Существуют модификации мощностью от 1000 до 7000 ВА.

Инвертор предназначен для работы в системах энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии.

В данном инверторе применены специальные технические решения, которые позволили снизить собственное энергопотребление инвертора. Также, в инверторе введен специальный "спящий" режим, в котором потребление составляет около от 4 до 6 Вт. Такой режим есть только в дорогих зарубежных моделях. В спящем режиме инвертор переходит в режим пониженного выходного напряжения (около 60В), которое необходимо для отслеживания наличия нагрузки.

В данный инвертор может встраиваться контроллер заряда от солнечных батарей мощностью от 500 до 1700 ВА, что позволяет подключать к нему солнечные батареи общей мощностью до 1500 Вт. В этом случае, для того чтобы получить 220 В переменного тока от солнца, вам понадобятся только солнечная батарея и инвертор "Синус-СК"!

Данный инвертор можно использовать для питания нагрузки, критичной к форме питающего напряжения (например, электродвигатели, насосы, трансформаторы и т.п.). Такой инвертор может быть также использован для питания компьютеров, однако время переключения его на работу от аккумуляторов немного больше, чем у ББП "Синусоида", поэтому для сохранения данных может потребоваться отдельный компьютерный UPS.

Если вам нужно подключить нагрузку переменного тока менее 30 Вт, или по другим причинам, "спящий" режим может отключаться.

На выходе инвертора установлен мощный силовой трансформатор. Инвертор имеет защитный корпус, на его передней стенке размещены: тумблер включения/выключения, светодиодные индикаторы режима работы инвертора и солнечного контроллера, вольтметр напряжения на аккумуляторной батарее, тумблер отключения "спящего" режима, автоматы защиты, розетка для подключения нагрузки. На передней панели также расположены: терминалы для подключения солнечной батареи (в случае исполнения с контроллером заряда для солнечных батарей), клеммы для подключения аккумуляторной батареи. На боковой стенке находится вывод заземления.

Инвертор "Синус-С" - может работать параллельно с электрической сетью и не только резервировать нагрузку, но и поставлять избыток электроэнергии в сеть. Для защиты от поражения электрическим током во время проведения ремонтных работ на линии, инвертор оснащен функцией прекращения генерации в сеть при отсутствии напряжения внешней сети. КПД генерации составляет около 70%, что является хорошим показателем для низковольтных устройств с чистой синусоидой на выходе.

Для включения инвертора необходимо включить тумблер включения инвертора. Напряжение на выход инвертора подается после подключения автоматов защиты нагрузки.

Заряд аккумуляторной батареи может вестись от солнечной батареи, подсоединенной к клеммам аккумуляторной батареи через контроллер заряда, который защищает аккумуляторную батарею от перезаряда.

Контроллер заряда продолжает заряжать АБ от солнечных батарей даже если инвертор выключен. Так как в контроллере реализована квази-широотно-импульсная модуляция тока заряда, контроллер может за-

рять АБ полностью. Периодически необходимо заряжать АБ до 100%, чтобы продлить срок службы аккумуляторов. Для этого при выключенном инверторе заряжайте АБ от солнечной батареи до тех пор, пока индикаторы заряда солнечного контроллера не перестанут переключаться, или будут переключаться медленно.

Основные технические характеристики

Параметр	Значение			
	1000 ВА (0,5 кВт)	1700 ВА	3000 ВА (2 кВт)	5000 ВА
Номинальное входное напряжение по постоянному току, В по переменному току, В	24 220	48 220	48 220	48 220
Выходное напряжение, В	220 ± 5% переменный ток			
Частота выходного напряжения, Гц	50 ± 2%			
Форма выходного напряжения	синусоида			
Максимальная выходная мощность, кВт	0,5	1,2	2	4,2
КПД при номинальной мощности, %	>90			
Пиковая мощность в течение 2 сек	до 2-кратной от номинальной			
Ток собственного потребления от аккумуляторной батареи в отсутствии нагрузки, А (средний)	0,7	0,8	0,9	1,2
Ток собственного потребления в "спящем", А (средний)	0,16	0,16	0,16	0,16
Минимальная нагрузка, при которой инвертор "просыпается"	30 Вт			
Масса (не более), кг	13	15		30
Габариты (не более), см	19x30x33	19x30x42		42x40x25
Условия эксплуатации: температура окружающей среды	0°C +40°C			
Относительная влажность воздуха	< 90%			

При разряде АБ до опасного для нее уровня напряжения (20 или 40 В для разных моделей инвертора "Синус"), инвертор отключает нагрузку. После заряда АБ (от СБ или другого источника) инвертор автоматически возобновляет питание нагрузки.

ББП "Синусоида" для нагрузки, критичной к форме напряжения.



Блок бесперебойного питания (ББП) предназначен для работы электробытовых приборов и другой аппаратуры на ~220 В как от источника переменного тока (электросеть, бензо-дизель генератор), так и от аккумуляторной батареи, которая может заряжаться от солнечной батареи или ветроэлектрической установки. Данный ББП создан на базе платы управления ББП для компьютера, поэтому обладает малым временем переключения на работу от аккумуляторов, что позволяет использовать его для питания нагрузки, требовательной к этому параметру - например, компьютеров. ББП обладает относительно большим собственным энергопотреблением, поэтому его применение рекомендуется в качестве резервного электропитания при пропадании сети. Для автономных систем электроснабжения рекомендуется **инвертор и ББП "Синус"**

Существуют модификации мощностью 1,2, 2, 3 и 5 кВт (соответственно 1700, 3000, 5000 и 7000 ВА).

Основные технические характеристики.

Параметр	Значение			
	ББП-1,2 кВт	ББП-2 кВт	ББП-3 кВт	ББП-5 кВт
Номинальное входное напряжение по постоянному току, В	24	48	48	48
по переменному току, В	220	220	220	220
Допустимые пределы изменения входного напряжения:				
по постоянному току, В	20-28	40-55	20-28	40-55
по переменному току, В	150-280	190-260	190 - 260	190-260
Выходное напряжение, В	220 ± 5% переменный ток			
Частота выходного напряжения, Гц	50 ± 2%			
Форма выходного напряжения	синусоида			
Максимальная выходная мощность, кВт	1.2	2	3	5
КПД при номинальной мощности, %	88-92			
Пиковая мощность в течение 3 сек, кВт	до 5-кратной от номинальной			
Ток собственного потребления от аккумуля-	1,8	2	2.5	3,5

ляторной батареи в отсутствии нагрузки, А (средний)				
Ток заряда аккумуляторной батареи, А	от 0 до 20*			
Время переключения на питание от аккумуляторов, сек	не более 0,01			
Масса (не более), кг	13	18	24	30
Габариты (не более), см	19x30x33	19x30x42		42x40x25
Условия эксплуатации: температура окружающей среды	0°C +40°C			
Относительная влажность воздуха	< 90%			

* Обычно максимальный ток заряда равен примерно максимальному выходному току в режиме инвертирования. Т.е. для БПП мощностью 1 кВт максимальный ток заряда равен примерно 5 А.

БПП выполняет следующие функции:

- ✓ инвертора напряжения, преобразующего постоянный ток в переменный ток;
- ✓ стабилизатора выходного напряжения; переключателя питания нагрузки с источника переменного тока на постоянный ток
- ✓ блока заряда аккумуляторной батареи.

На выходе установлен мощный силовой трансформатор. БПП имеет защитный корпус, на его передней стенке размещены: кнопки включения и выключения, световые индикаторы функционирования блока, розетка для подключения нагрузки. Плавкий предохранитель на боковой стороне корпуса. На передней панели также расположены: разъем для подключения солнечной батареи (в случае исполнения с контроллером заряда для солнечных батарей), клеммы для подключения аккумуляторной батареи. Внутри корпуса расположены звуковые индикаторы.

Заряд аккумуляторной батареи может вестись от солнечной батареи, подсоединенной к клеммам аккумуляторной батареи через контроллер заряда, который защищает аккумуляторную батарею от перезаряда.

При наличии источника переменного тока (электросеть или бензо-дизель генератор) с помощью разъема этот источник подключают к БПП. Одновременно начинается процесс подзаряда аккумуляторной батареи. Зарядное устройство поддерживает необходимый зарядный ток все время, в течение которого БПП подключен к источнику переменного тока. Если в процессе работы внезапно происходит отключение источника переменного тока, то БПП автоматически переходит на работу от аккумуляторной батареи, при этом загорается индикатор «Работа от АБ». БПП автоматически переходит в режим работы от источника пере-

менного тока, при этом загораются индикаторы во втором столбце слева на переней панели.

ББП продолжает заряжать АБ небольшим током даже если он выключен, но подключен к сети. Эта функция предназначена для постоянного подзаряда АБ от сети для компенсации саморазряда или режима выравнивающего заряда, что позволяет продлить срок службы аккумуляторов.

БП регистрирует искажения формы напряжения источника питания переменного тока (пики, провалы). При опасных для нагрузки искажениях ББП автоматически переходит на работу от аккумуляторной батареи.

Предусмотрена возможность регулировки степени чувствительности ББП к указанным искажениям.

Некоторые модели дизель- и бензогенераторов имеют нестабильные или неприемлемые с точки зрения ББП параметры выходного напряжения и частоты. В таких случаях ББП не будет переключаться на работу от генератора.

Модификация на 1,2 кВт имеет большие пределы регулирования входного напряжения переменного тока (от 150 до 280 В) и может автоматически подключать нагрузку к ББП после отключения вследствие переразряда АБ при появлении напряжения переменного тока на входе ББП.

Источники бесперебойного питания с функцией сглаживания нагрузки производства ООО Лиотех.

На предприятии ООО Лиотех разработан ИБП для промышленного и индивидуального применения, который не только обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей, но и осуществлять функцию сглаживания нагрузки. ИБП работает в режиме off-line. В качестве преобразователя напряжения используется двунаправленный инвертор, в котором, в зависимости от команды системы управления, происходит заряд аккумуляторной батареи, либо разряд ее на нагрузку (в островном режиме). Специальные алгоритмы управления позволяют инвертору работать в параллельном режиме с сетью или генератором конечной мощности. На рисунке показана блок схема ИБП.

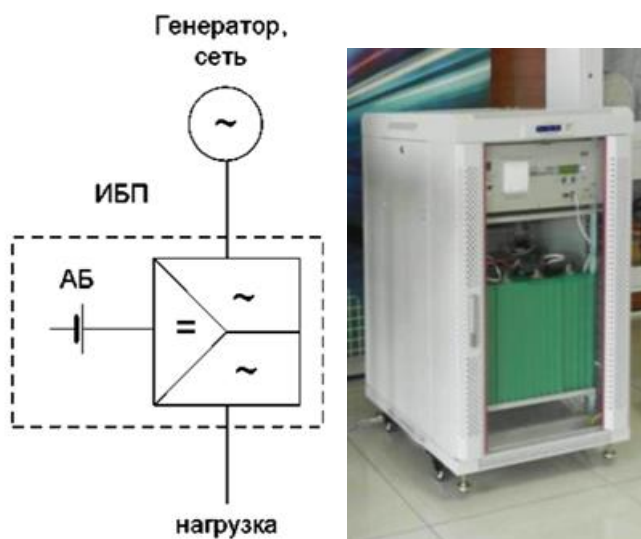


Рис. Блок схема и внешний вид ИБП

Используются следующие режимы работы: Заряд аккумуляторной батареи от сети или локального генератора (включая ВИЭ); Трансляция сети на нагрузку. В зависимости от уставки батарея может находиться либо в режиме поддерживающего заряда, либо в режиме нулевого тока заряда; Разряд батареи на нагрузку в автономном режиме; Разряд батареи на нагрузку параллельно с сетью или генератором. В зависимости от уставки ИБП может ограничивать мощность, потребляемую из сети или генератора.

Опционально поддерживаются следующие функции:
управление приоритетными нагрузками - в зависимости от уровня потребления могут подключаться или отключаться неприоритетные нагрузки;

возможность программировать режим заряда батареи в зависимости от тарифа сети - при многоуровневом тарифе на электроэнергию обеспечивается возможность заряжать батарею по самому низкому тарифу; подключение аварийного генератора - при отключении сети и разряде АКБ, устройство выдает команду на включение резервного генератора; обеспечение режима максимальной мощности при работе от солнечных батарей (MPPT функция).

В таблице представлены технические параметры ИБП:

Максимальная мощность*, кВт	3 - 15
Количество фаз	1 / 3
Входное фазное напряжение, В	230
Диапазон входного напряжения без перехода на АКБ, В	176 – 276
Входной коэффициент мощности	0.98
Напряжение, В	230
Частота выходного напряжения, Гц	50 ± 0,1 (в автономном режиме)
Время синхронизации с сетью, мсек	< 12
КПД, %	0,92 – 0,95
Номинальное напряжение АКБ, В	24 / 48
Время резервирования, час	0.5 – 6**
Тип аккумуляторной батареи	Литий-ионная
Климатическое исполнение	УХЛ4
Класс защиты	IP 20

*-при работе на активную нагрузку в течение 30 минут;

**-по требованию заказчика может быть увеличено;

Возможные области применения:

- ✓ Обеспечение гарантированного бесперебойного питания ответственных потребителей (больницы, ЦОД и т.п.);
- ✓ Повышение категории потребителя по надежности снабжения электроэнергией (ИТП, ЦТП, объекты ЖКХ);
- ✓ Сглаживание пиков потребления нагрузки (удаленные потребители);
- ✓ Снижение стоимости подключения к сети централизованного электроснабжения;
- ✓ Организация локальной энергосистемы, включая возобновляемые источники энергии;

Особенности:

Время переключения «инвертор - сеть» и «сеть - инвертор», не более 12 мсек; Возможность использование двухтарифного режима (приоритет-

ная зарядка АКБ в ночное время и приоритетная генерация от АКБ в вечернее время);

Промышленные ИБП от 3 до 18 кВт производства Лиотех.

Литий ионные аккумуляторы (ЛИА)- это современный продукт, имеющий ряд преимуществ на рынке:

- ✓ Экологическая чистота и безопасность;
- ✓ Не обслуживаемость и удобство в эксплуатации;
- ✓ Возможность быстрого заряда;
- ✓ Широкий температурный диапазон эксплуатации;
- ✓ Большие сроки эксплуатации.
- ✓ Большая экономическая эффективность.
- ✓ Благодаря своим уникальным характеристикам, ЛИА находят широкое применение в качестве:
- ✓ Накопителей энергии для сглаживания пиков нагрузки в энергосистемах и регулирования частоты напряжения электростанций и электросетей;
- ✓ Накопителей энергии, вырабатываемой альтернативными источниками энергии (солнечные батареи, ветрогенераторы и прочие);
- ✓ Мобильных аварийных источников питания, размещённых на грузовом автотранспорте;
- ✓ Накопителей энергии для нужд ЖКХ (для снижения стоимости подключения к электрическим сетям);
- ✓ Источников бесперебойного питания (ИБП) для особо важных объектов (метрополитены, аэропорты, железная дорога, больницы, центры обработки данных, стратегические объекты ВПК).
- ✓ Тяговых аккумуляторов для электротранспорта. Стоимость эксплуатации электробуса в 5-7 раз ниже, чем стоимость эксплуатации такого же автобуса с ДВС;

Источник бесперебойного питания (ИБП) 24/220/6 на основе литий-железо фосфатных АКБ. Емкость АКБ 240А*ч, 300А*ч. умеет синхронизироваться с сетью 220В (или с электрогенератором) и, при необходимости (например, при превышении потребляемой от сети/генератора мощности), не переключаться на генерацию 220В от АКБ, а добавлять энергию от АКБ к энергии от сети. Это намного лучше классического подключения через пускатели, т.к. процесс происходит плавно, добавляется именно столько, сколько не хватает. В итоге, в целом, нагрузка на АКБ идёт многократно ниже, что позволяет использовать такую добавку намного дольше, чем, если бы вся нагрузка полностью переключо-

чалась бы на генерацию от АКБ.

Может направлять вырабатываемую энергию от альтернативных источников, в промышленную сеть (если установлен электросчётчик, который умеет вычитать показания при обратном направлении токов) как с использованием АКБ (полностью или частично), так и не задействовав АКБ.

Технические параметры ИБП:

Мощность [кВА/кВт]	3/2,1	6/4,2	9/6,3	12/11,2	15/11,5	18/12,6
Входные характеристики						
Входное напряжение номинальное, В	220; 230 или 240 (выбирается)					
Диапазон входного напряжения без перехода на АКБ, В	176 – 276					
Входной ток, А	16	32	49	65	81	97
Номинал входного автомата защиты, А	25	50	70	100	125	150
Частота, Гц	50+/-5, заводская установка 50+/-3, возможна переустановка до +/-0,1 Гц, в автономном режиме 50+/-0,1 Гц					
Входной коэффициент мощности	0.98					
Выходные характеристики						
Напряжение, В	220, 230 или 240 (выбирается)					
Выходной ток моделей, А	13,6	27,2	40,8	54,4	68	81,6
Нестабильность статическая, %	0,03					
КНИ выходного напряжения, %	менее 3 при линейной нагрузке, менее 5 при нелинейной нагрузке					
Перегрузочная способность	150% на 30 сек, 300% на 0,6 сек (инвертор)					
КПД, %	0,88					
Тепловыделение в режиме нормальной работы, Вт	285	570	860	1145	1430	1720
Аккумуляторные батареи						
Напряжение АКБ, шт.*В	8 * 3.2					
Время заряда до 95% ёмкости, час	не более 5					
Условия эксплуатации						
Температура окружающей среды, °С	от 0 до +40, рекомендуется 15 – 25					
Относительная влажность, %	0 – 95 без конденсата					
Акустический шум, dB	менее 53 на расстоянии 1 м					
Электромагнитная совместимость	EN61000-4-2, -3, -4, -5 и -2-2					
Класс защиты	IP 20					

Основные возможности:

- ✓ Автоматическое мгновенное переключение на автономное питание от аккумуляторов и обратно на сеть, соответственно при пропадании и появлении электричества в сети, автоматический заряд и поддержание АКБ;
- ✓ Форма сигнала на выходе 220 В чистый синус (в соответствии с ГОСТ 13109-97 для электросетей общего назначения);
- ✓ Автоматический регулятор напряжения. Диапазон входного напряжения (без перехода на батареи, обычно 175В - 250В), настраивается пользователем, и обеспечивает дополнительную защиту аппаратуры;
- ✓ Возможность использования в качестве компьютерного UPS (с соответствующим ПО) высокой мощности, с очень большим временем автономной работы;
- ✓ Возможность подключения к компьютеру для мониторинга и программирования;
- ✓ Наличие байпаса (автоматическая трансляция 220 В, даже в случае выхода МАП-а из строя);
- ✓ Вентиляторы с изменяемой скоростью вращения для тихой работы;
- ✓ Пиковая мощность (5 сек) более чем вдвое выше номинальной;
- ✓ Автоматическое отключение при перегрузке, перегреве, перепутывании полярности подключения и др. защиты.

Особые преимущества:

- ✓ Цифровое табло с отображением всех параметров (напряжений, токов, температур, режимов и др.), с русскоязычным меню, позволяет не только быть в курсе происходящего, но и устанавливать пороги переключений, напряжения, токи, в широком диапазоне с высокой точностью (все настройки инвертора сохраняются во внутренней энергонезависимой памяти);
- ✓ Корректная работа с мини-электростанцией (перехват нагрузки в случае превышения мощности; автоматическое временное уменьшение зарядного тока, в случае общего потребления в рамках максимальной мощности мини-электростанции; выравнивание зарядного тока);
- ✓ Мощная четырехступенчатая зарядка (до 120А в зависимости от модели) с пошаговой цифровой регулировкой напряжений и токов, что позволяет быстро зарядить большую ёмкость АКБ и обеспечить длительную автономную работу. МАП «Энергия»

способен заряжать с любые типы аккумуляторов (кислотные, гелевые, AGM, щелочные). Есть поддерживающий режим (всегда 100% заряд) и температурная компенсация (с выносным датчиком на аккумулятор);

- ✓ В случае аварийного разряда АКБ до нуля, встроенное зарядное устройство сможет их зарядить и восстановить (даже специализированные зарядники далеко не все способны на заряд с нуля);
- ✓ Ограничение тока потребления по входу (ждущий режим, т.е. включение генерации только при появлении нагрузки);
- ✓ Приоритет использования возобновляемых источников для питания нагрузки (режим ЭКО);
- ✓ Возможность использование двухтарифного режима (приоритетная зарядка АКБ в ночное время и приоритетная генерация от АКБ в дневное время).
- ✓ Возможность автоматического увеличения мощности электросетей в пиковое время или при пиковых нагрузках (например, если на дом выделено только 2 кВт мощности, то используя МАП SIN 9,0 кВт, можно увеличить мощность вплоть до 9,0 кВт, причём прибор будет сам, при необходимости, автоматически переходить на АКБ и выдавать необходимую мощность);
- ✓ Профессиональное исполнение. Высокопрочный стальной брызгозащищённый, пожаробезопасный корпус. Повышенная надёжность и помехозащищённость, в том числе защита от замыкания фаз;
- ✓ Схемотехника базируется на использовании низкочастотных трансформаторов (именно дорогих ТОР-ов, а не просто НЧ трансформаторов), что хотя и дороже, зато обеспечивает огромные мощности и надёжность (тем не менее, цена ниже зарубежных аналогов). Класс устройства - профессиональное;
- ✓ Сертифицированный температурный диапазон -25°C до $+35^{\circ}\text{C}$.

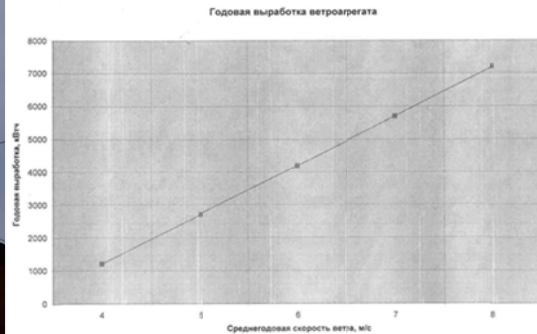
Приложение 4

Приблизительное энергопотребление небольшого дома

№	Потребитель	Номинальная мощность, Вт	Время работы в сут-ки, часы	Энергопотребление в сутки, кВтч	Энергопотребление в месяц, кВтч	Энергопотребление в месяц, в зависимости от количества подключенных потребителей, кВтч											
						7											
1	2	3	4	5	6	7											
1	Холодильник	150,00	7,0	1,05	31,50	31,5	49,5										
2	Телевизор	100,00	6,0	0,60	18,00	-											
3	Освещение энергосберегающими лампами 10 шт (одна энергосберегающая лампа 12 Вт по силе света равна одной лампе 60 Вт)	120,00	5,0	0,60	18,00			67,5	85,5	128,7	146,7	226,7	308,7				
4	Компьютер	100,00	6,0	0,60	18,00	-	-	-									
5	Циркуляционный насос	60,00	24,0	1,44	43,20	1		-	-								
6	Погружной насос	1200,00	0,5	0,60	18,00	~		-	-	-							
7	Электроплита двухкомфорочная	2000,0	2,0	4,00	120,00	-	-	-	-	-	-						
8	Морозильник	200,00	7,0	1,40	42,00	-	-	-	-	-	-	-					
	Всего	3930,0	-	10,29	308,7												-

Приложение 5

ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ «САПСАН - 1000»



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРОАГРЕГАТА

1	Особенности конструкции	Прямой привод генератора от ветроколеса, фиксированный шаг лопастей.
2	Выработка в кВтч/месяц	150 при среднегодовой скорости ветра 3 м/с
3	Основные технические параметры:	
	Мощность генератора, кВт	Номинальная - 1,0, максимальная - 2,0
	Тип генератора	Синхронный
	Выходное напряжение системы, В	Однофазное, 220
	Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	2,5 - 15
	Буревая скорость ветра, м/с	55
	Расчетная скорость ветра при номинальной мощности, м/с	8
	Система ориентации	Пассивная, с хвостовой лопаткой
	Диаметр ветроколеса, м	3
	Высота мачты, м	в стандартном комплекте — 12м
	Количество лопастей	3
	Частота вращения при номинальной мощности, об/мин	450
	Срок службы, лет	Для генератора - 20
	Масса, кг	зависит от высоты и типа мачты (~ 500 кг)
	Климатические условия	Температура от -40 до 4-60 град. С
4	Характеристика зависимости мощности от скорости ветра	8м/с = 1,0кВт 10м/с = 2кВт
5	Шумовая характеристика	45Дб на удалении 50м при номинальном режиме работы

Коммерческие предложения

Коммерческое предложение на установку ветропарка

Производственно-техническая компания «Прогрессивные ЭнергоТехнологии»

Заказчик: «Энергетический институт НИ Томского политехнического университета, кафедра Электроснабжения промышленных предприятий»



1. Потребность в электроэнергии
2. Установленная мощность ВЭС и требования к размещению ветропарка.
3. Технические характеристики
4. Условия доставки
5. Условия и стоимость монтажа
6. Согласования
7. Условия оплаты и сроки поставки.
8. Стоимость ветропарка.
9. Экономический эффект, окупаемость.
10. Гарантии и обслуживание.

1. Потребность в электроэнергии

Согласно опросному листу Заказчика, при существующем потреблении электроэнергии была определена потребность в энергоснабжении предприятия Заказчика до 100 кВт/ч. Условия обеспечения электропитанием – 24 часа. Так же Заказчик отметил в опросном листе следующую схему работы оборудования:

Схема №7. Ветрогенератор (с аккумуляторами) (ветропарк) и резервный дизель генератор. В случае отсутствия ветра и разряде аккумуляторных батарей через АВР происходит автоматический запуск дизель-генератора.

Схема №9. Гибридная автономная система – солнце-ветер (инверторно-аккумуляторная).

Возможно подключение солнечных фотомодулей к ветрогенераторной системе через контроллеры для солнечных систем. + ДГУ

В данных условиях следует принять возможность обеспечить объект Заказчика установкой дополнительного оборудования: Инверторно-аккумуляторной системой + АВР (для накапливания энергии при отсутствии нагрузки, и для питания от аккумуляторов при отсутствии ветра), при полном разряде АКБ, АВР переключит питание от аккумуляторов на ДГУ.

2. Установленная мощность ВЭС и требования к размещению ветропарка. Планируемая мощность энергоустановки

Оптимальным решением будет являться установка станций «Condor AirMax» так как стартовая и номинальная скорость ветра у станций данного типа составляет 2,5 м/с и 8 м/с соответственно, что соответствует ветропотенциалу в регионе.

Необходимо определить максимально эффективное решение, при котором с минимальными капитальными вложениями, возможно получить максимальный экономический эффект от установки генерирующего оборудования.

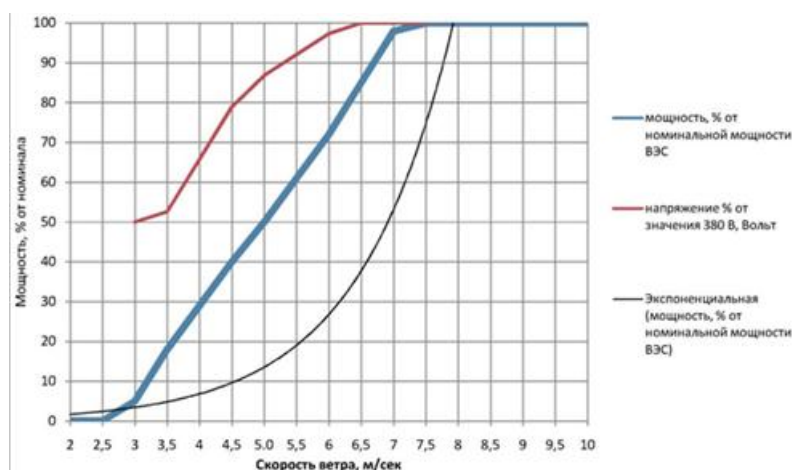


Рис. 1 График зависимости мощности от скорости ветра.

По данным Заказчика, среднегодовая скорость ветра составляет **4,1 м/с**, Соответственно для удовлетворения постоянной потребности в электроэнергии, исходя из графика зависимости мощности от скорости ветра, необходима установка ветропарка, состоящего минимум из **четырёх установок мощностью 60 кВт (общая максимальная мощность 240 кВт)** работающих на об-

щую нагрузку, увеличение количества ВЭС по отношению к номинальной мощности связано с ветропотенциалом в регионе, т.к. станции выдают 50% мощности при скорости ветра 5 м/с, 100% мощности при скорости ветра 8 м/с, а среднегодовая скорость ветра несколько ниже этого значения. Так же необходима соответствующей инверторно-аккумуляторной системы (данные в разделе №8).

Годовая выработка электроэнергии одной ветроэлектростанцией мощностью **60 кВт** при **различной среднегодовой скорости ветра:**

- ✓ Для **3 м/с** годовая выработка составит **26 280 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **22 338 кВт/ч**.
- ✓ Для **4 м/с** годовая выработка составит **157 680 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **134 028 кВт/ч**.
- ✓ Для **5 м/с** годовая выработка составит **262 800 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **223 380 кВт/ч**.
- ✓ Для **6 м/с** годовая выработка составит **367 920 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **312 732 кВт/ч**.
- ✓ Для **7 м/с** годовая выработка составит **473 040 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **402 084 кВт/ч**.
- ✓ Для **8 м/с** годовая выработка составит **525 600 кВт/ч**, за вычетом «штилей» (-15%) = **446 670 кВт/ч**.

Рекомендуемое место установки: в непосредственной близости к объекту, на возвышенности, не заслоняя сооружениями и деревьями ветровой поток.

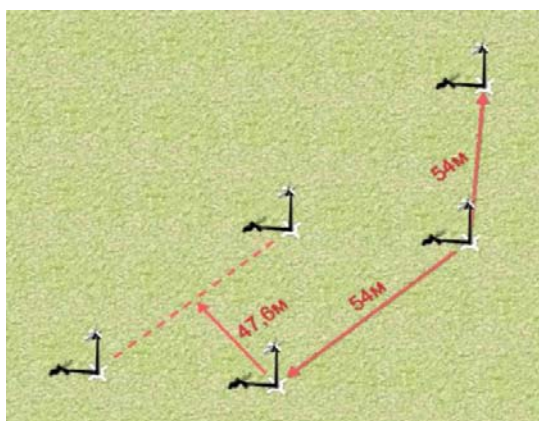


Рис.2 Принципиальная схема размещения ветропарка.

3.Технические характеристики. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СЕРИИ «СА»-380/60.

1. Общая информация

Номинальная мощность:	60 кВт
Расположение вала ротора:	горизонтальное
Ограничение работы:	остановка
Рабочий режим:	соединённая энергосистема
Высота мачты:	18 м
Расчетный срок службы:	20-25 лет

2. Данные о мощности

Скорость ветра для запуска:	2,3 м/с
Номинальная скорость ветра:	7,8 м/с
Максимальная скорость ветра:	30 м/с
Максимальная мощность:	+ 10% от номинала.

3. Ротор

Диаметр:	13,5 м
Количество лопастей:	3
Вид втулки:	жесткий
Размещение ротора:	против ветра
Скорость ротора:	30 - 40 об/мин

4. Лопасть

Материал:	стекловолокно
Длина лопасти:	6 м

5. Механизм

Тип:	цилиндрическая прямозубая шестерня
------	------------------------------------

6. Система поворота гондолы вокруг вертикальной оси

Вид:	автоматическая
------	----------------

7. Генератор

Тип:	Асинхронный трехфазный
Номинальная мощность:	50 кВт
Напряжение:	380 V±10%
Частота:	50 Hz±5%

8. Мачта

Вид, материал / длина:	решетка, труба/сталь
Высота:	18 м.
Безопасная лестница, площадки:	да

9. Тормоза

- привод:	электромеханический
- защита от бури:	автоматическая
Механические тормоза:	нет

10. Масса

Ротор:	230 кг.
--------	---------

Гондола (без ротора): 1009 кг.
 Башня: 2100 кг.

4. Условия доставки.

Условия поставки:

4.1. В пригодном для транспортировки состоянии 1 ВЭС размещается в одном 20 тонном стандартном полуприцепе (открытый верх).

4.2. Стоимость доставки оборудования в составит 30 т.р. за одну установку.

4.3. Организация и оплата разгрузочных работ на площадке Заказчика за счет Заказчика.

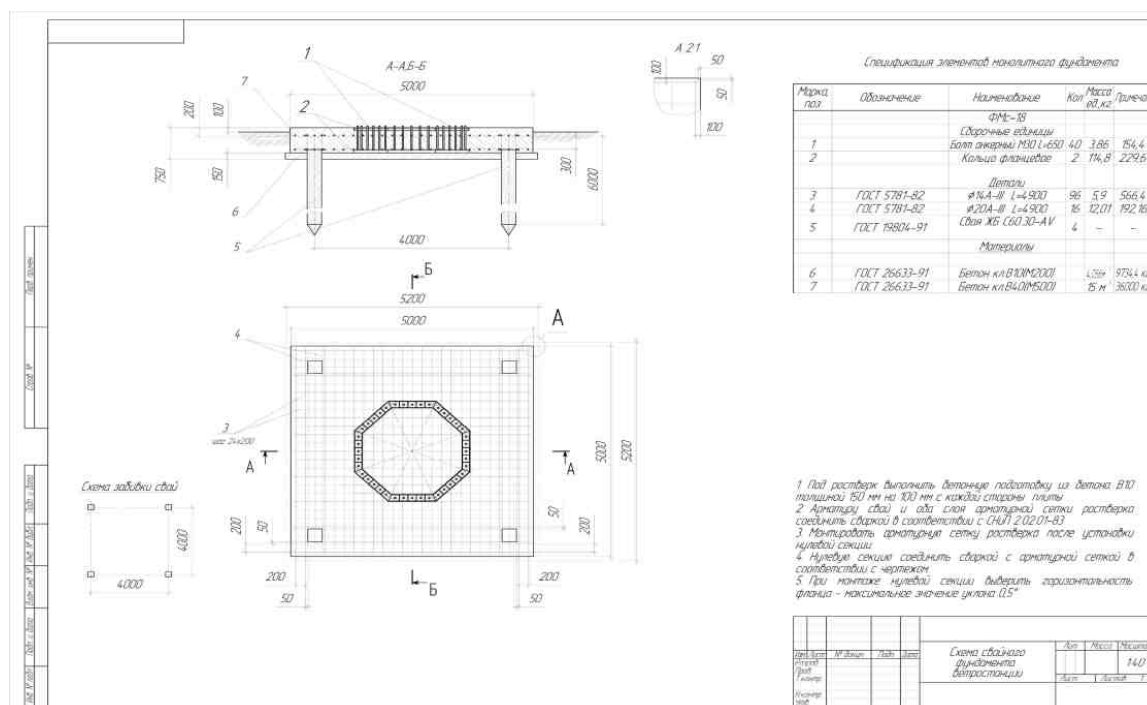
5. Условия и стоимость монтажа.

5.1 Заказчик имеет право своими силами произвести монтаж всего оборудования и фундаментов.

5.2. Для монтажа и установки ВЭС необходим автомобильный кран грузоподъемностью 3 т., и с вылетом стрелы не менее 30 метров.

5.3. Стоимость работ кранов оплачивает Заказчик.

5.4 Фундаментные работы проводятся в соответствии с чертежами поставщика, фундамент может быть как с использованием винтовых свай, так и без.



Чертеж свайного фундамента.

6. Согласования

6.1. Согласно действующему законодательству РФ, генерирующие мощности одной единицы, не превышающие мощность 250 кВт, не требуют специальных разрешений и согласований.

6.2. Согласование не потребуется по высоте ВЭС, т.к. высота башни ВЭС составляет 18-24 м, длина лопасти ВЭС 6 м, соответственно наивысшая точка ВЭС составляет не более 30 м.

По действующему Законодательству РФ, объекты высотой до 50м не требуют разрешений.

7. Условия оплаты и сроки поставки

7.1. Предоплата составляет 70% от стоимости ВЭС.

7.2. 30 % при получении заказчиком уведомления о готовности к отгрузке (товар на складе).

7.3. В рамках контракта поставка четырех ВЭС возможна в течении 4 месяцев, согласно графику поставки.

8. Стоимость ветропарка. Основное оборудование ВЭС:

Описание систем и работ	Кол-во, шт.	Цена, руб.	Сумма, руб.	Плательщик	Исполнитель
Ветроэлектростанция «Condor AirMax» 60 кВт, мачта 18 м, закладные элементы фундамента	4	2 500 000	10 000 000	Заказчик	Поставщик

Сумма: 10 000 000 руб.

Примечание 1. За Арктическое исполнение ВЭС применяется коэф. 1,15 (коэффициент применяется только к стоимости основного оборудования, не влияет стоимость пуско-наладки и доставки).

Примечание 2. Конструкция ВЭС адаптирована под ветровые нагрузки до 35 м/с.

Примечание 3. В стоимость основного оборудования ВЭС не входят пусконаладочные работы на территории Заказчика специалистами Исполнителя. (Выезд специалистов, пуско-наладка, транспортные издержки).

Вспомогательное оборудование (Схема № 7)

Описание систем и работ	Кол-во, шт.	Цена, руб.	Сумма, руб.	Плательщик	Исполнитель
Силовой модуль для «Delta» NHPLUS-серии 20 кВА	16	102 175	1 634 800	Заказчик	Поставщик
Шкаф «Delta» для NH PLUS max 80 кВА	4	265 350	1 061 400	Заказчик	Поставщик
Гелевые аккумуляторные батареи 12В, 200Ач, GEL, ДШВ: 522x130x180мм, вес: 65кг. Срок службы 10 лет.	160	14 700	2 352 000	Заказчик	Поставщик
Контороллер «EDS60»	4	149	596 000	Заказчик	Поставщик
БЛОК АВР «ВЭС-ДГУ»	1	380	380 000	Заказчик	Поставщик
Сумма: 7 241 784 руб.					

Примечание 1. В стоимость вспомогательного оборудования не входят пусконаладочные работы на территории Заказчика специалистами Исполнителя. (Выезд специалистов, пуско-наладка, транспортные издержки).

Примечание 2. Эксплуатация электрооборудования возможна при температуре не ниже 5 град. Цельсия.

Срок отгрузки основного оборудования ВЭС, 4 календарных месяца

Срок отгрузки вспомогательного оборудования - 5 недель.

Шеф монтаж составляет не более 5% от стоимости оборудования.

Ветропарк может работать **только по одной из приведенных схем:**

Варианты комплектации ВЭС:

Схема №1. Автономная работа ветрогенератора (ветропарка).

Питание идет от ветрогенератора напрямую, без доп.устройств.

Схема №2. Ветрогенератор (ветропарк) и резервный дизель генератор.

АВР позволяет переключить питание объекта при отсутствии ветра резервный дизель генератор.

Схема №3. Ветрогенератор (ветропарк) и коммутация с сетью.

АВР позволяет переключить питание объекта при отсутствии ветра на электросеть.

Схема №4. Ветрогенератор (ветропарк) и синхронизация с сетью.

Блок синхронизации позволяет при слабых ветрах добирать недостающую мощность из сети.

Схема №5. Ветрогенератор (ветропарк) и синхронизация с ДГУ.

Блок синхронизации позволяет при слабых ветрах добирать недостающую мощность от ДГУ.

Схема №6. Ветрогенератор с инвертором и аккумуляторами.

При отсутствии нагрузки ветрогенератор заряжает аккумуляторные батареи, при отсутствии ветра питание идет от аккумуляторных батарей.

Схема №7. Ветрогенератор (с аккумуляторами) и резервный дизель генератор.

В случае отсутствия ветра и разряде аккумуляторных батарей через АВР происходит автоматический запуск дизель генератора.

Схема №8. Ветрогенератор с аккумуляторами и коммутация с сетью.

АВР позволяет переключить питание объекта при отсутствии ветра и полном разряде аккумуляторов на электросеть.

Схема №9. Гибридная автономная система – солнце-ветер (инверторно-аккумуляторная).

Возможно подключение солнечных фотомодулей к ветрогенераторной системе через контроллеры для солнечных систем.

9. Экономическая эффективность

9.1. Годовая выработка электроэнергии ветропарком за вычетом дней «штилей» составит в среднем, _____ - кВт/ч, что при существующих тарифах, составляет _____ руб. в год.

(Излишки эл. энергии возможно продавать соседним организациям.)

9.2. При существующем уровне энергопотребления на объекте Заказчика и существующей стоимости тарифа _____ руб./ кВт.ч., **при условии сохранения существующего тарифа, и при максимальном использовании энергии, выработанной ветропарком, срок окупаемости составит _____ года.**

* запланированное повышение стоимости электроэнергии с 01.2012г. - +15%, с 01.2013г. - +15%

9.3. При условии учета роста стоимости тарифов на электроэнергию, срок окупаемости данного проекта ветропарка составляет _____. Т.е. срок окупаемости ветропарка укладывается в период гарантийного обслуживания.

9.4. За весь период эксплуатации, при существующих тарифах, экономический эффект составит - _____ руб.

9.5. При условии учета роста стоимости тарифов на электроэнергию, экономический эффект составит от _____ руб. и выше.

10. Гарантии и обслуживание

10.1. Срок гарантийных обязательств по ВЭС составляет 3 года.

10.2. Стоимость ежегодного **послегарантийного обслуживания** всего ветропарка составит не более 160 000 руб. (замена всех необходимых узлов, смазки, блоков и т.д.)

Выбор площадки для строительства ветро-солнечных электростанций.

Задачей проекта является рассмотрение вопросов децентрализованного электроснабжения объекта. Это:

- ✓ определение оптимального соотношения мощности и количества ветрогенераторов;
- ✓ определение оптимальных параметров фотоэлектрических панелей.
- ✓ резервирование ветро-солнечной электростанции дизельным генератором.
- ✓ оптимальные режимы работы гибридной электростанции;
- ✓ коммерческая оценка проекта.

Проект включает следующие стадии (Рис.1.).

Очень важно выбрать место для площадки руководствуясь следующими критериями.

Для установки солнечных модулей необходимо пространство, которое не дает тени на солнечные модули. Солнечные модули, которые ставят стационарно обращены в сторону юга и имеют наклон, равный углу широты местности. Наклон солнечных модулей можно корректировать в зависимости от времени года.

Для ветрогенераторов необходимо свободное пространство от близлежащих объектов: деревьев, домов. Часто необходимо вписать устанавливаемые мачты ветрогенераторов в рельеф местности, который выделен для строительства возобновляемых источников электроэнергии. Приведем пример размещения оборудования для предложенной площадки для установки ветро-солнечной электростанции.

В условиях ограниченной площади, выделенной администрацией района необходимо вписать ветро-солнечную электростанцию. Выделенная площадь составляет **10 000 кв. м.**

Площадка под строительство ВСЭ расположена на территории подстанции в центре села.

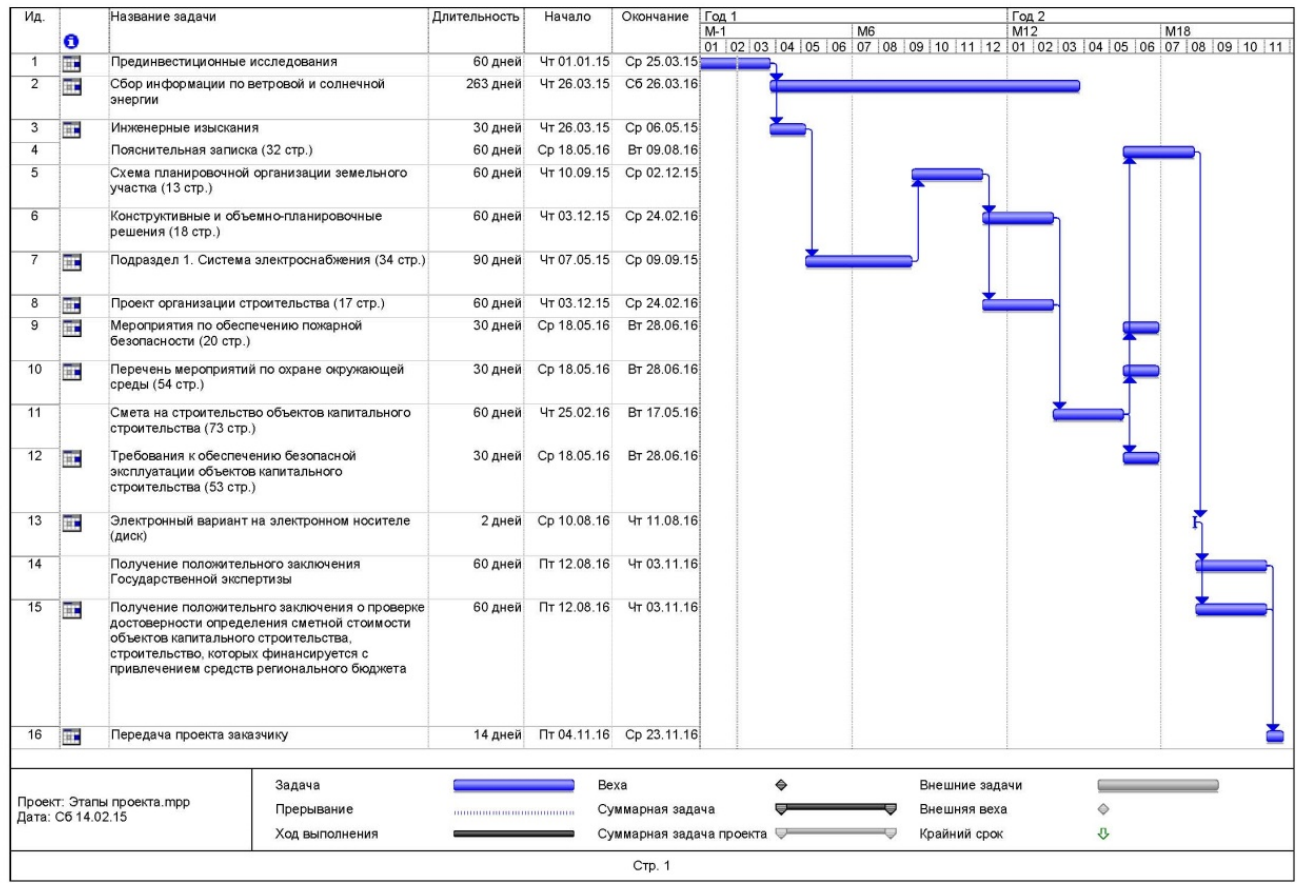


Рис.1. Стадии проекта.

Территория представляет собой равнинную местность с отметками высот порядка 49 метров над уровнем моря. Территория имеет площадь **10 000 кв. м** и в настоящее время доступна для развития ветроэнергетики. ВЭС мощностью от 25 кВт может быть размещена в пределах этой площадки. Площадка выделена администрацией района и имеется необходимость именно на ней расположить электростанцию. Выделение земли оформляется документально и передается для расположения проекта.

Карта местности Рис.2.

В соответствии с принятыми решениями по проектированию и результатами геологических исследований намечаем планировку наиболее рационального расположения оборудования электростанции в соответствии с выделенной площадкой (Рис.3.).

СХЕМА ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ
ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА
для проектирования и строительства объекта:
«Ветро-солнечная электростанция с. Алатаево, Парабельского района, Томской области»

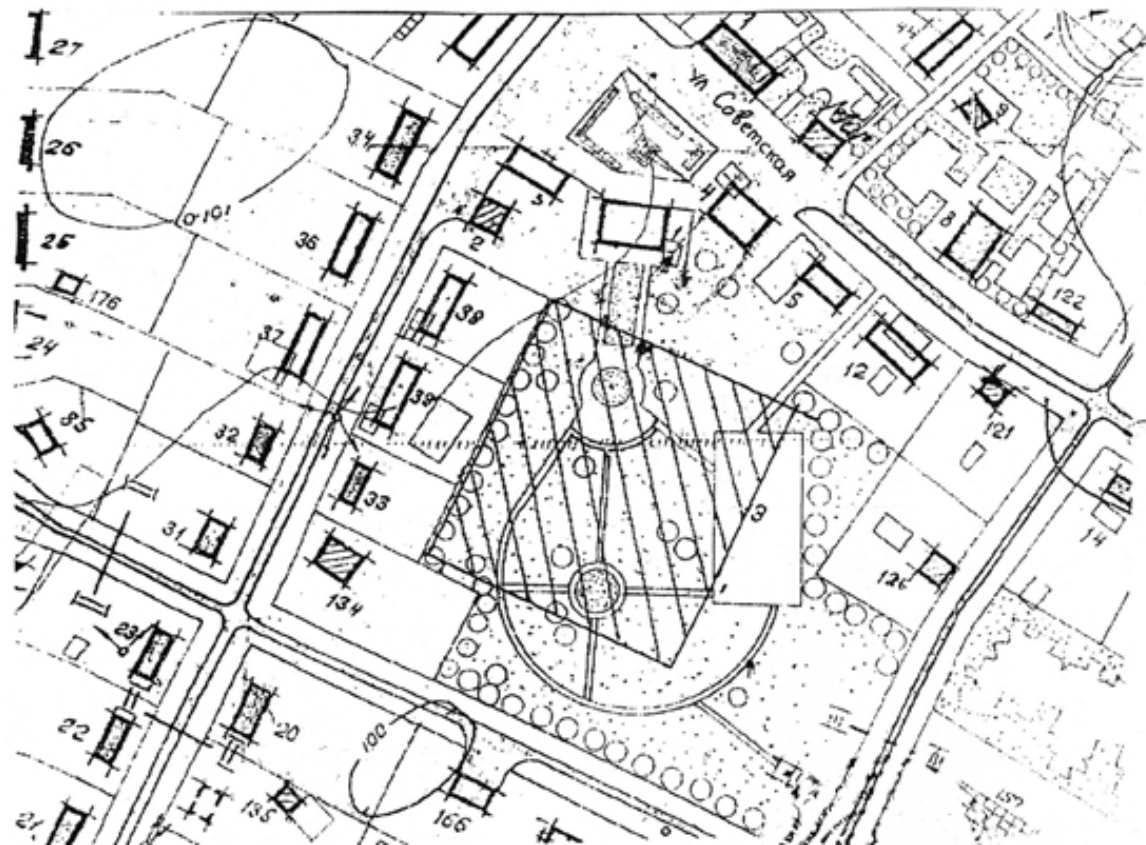


Рисунок 2. Фрагмент карты с обозначением месторасположения для ВСЭ выделенное администрацией.

Схема расположения выработок М 1:1000

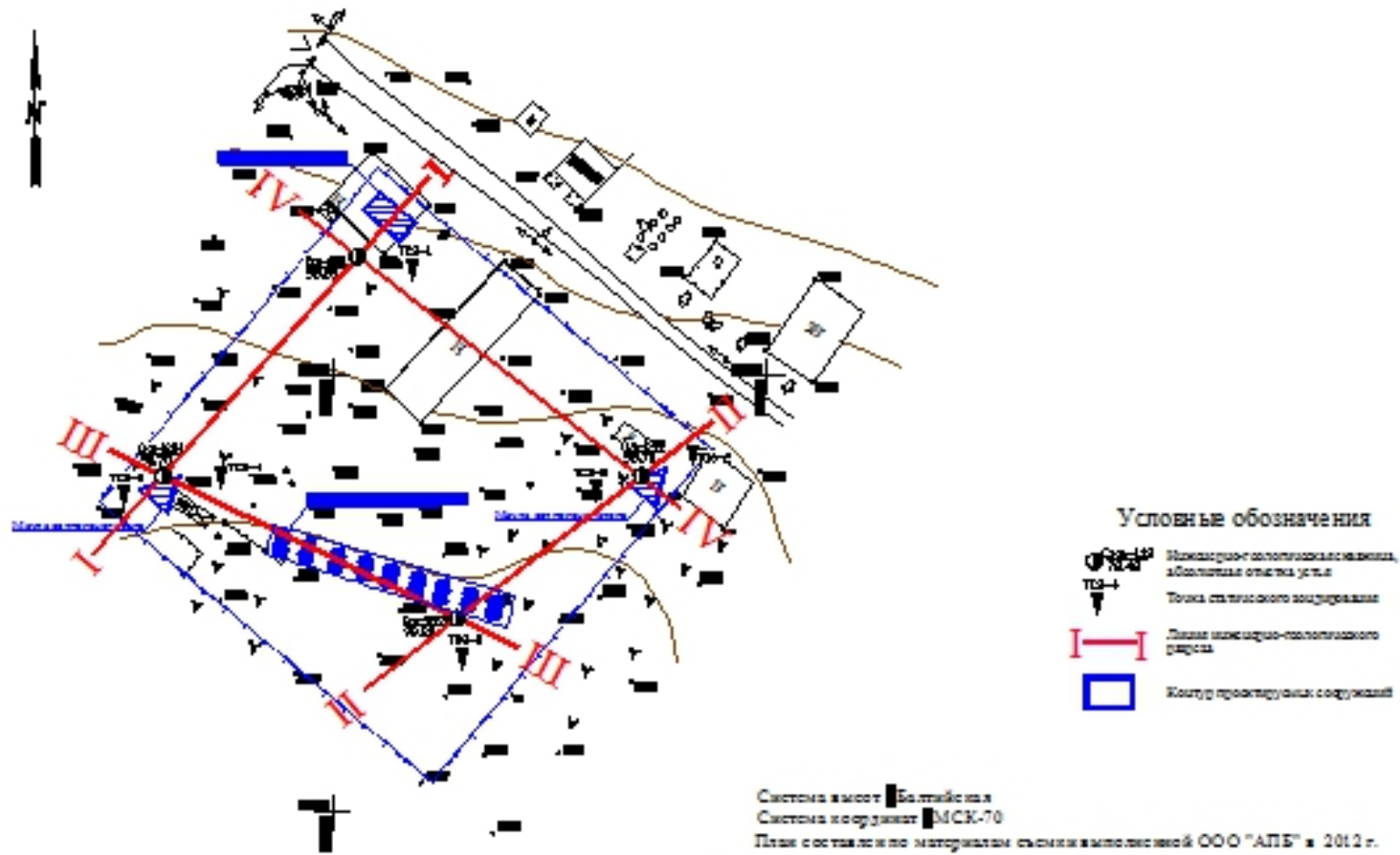


Рисунок 3. Схема расположения оборудования на площадке.

Приведем еще один вариант расположения оборудования в соответствии с рельефом местности.



Рисунок 4. Рельеф местности.

На выделенной открытой площадке устанавливаем 5 ветрогенераторов.

Дизельная электростанция, установленная в селе Новоникольское обеспечивает электроэнергией всех потребителей, ее полезный отпуск составил в 2011 году 350 тыс. кВт.год, тариф – около 17 руб за кВт ч.

В удельном весе потребляемой электроэнергии наибольший процент электроэнергии потребляет население - 55 %, собственное потребление коммунальным предприятием (на котельные, водонапорные башни и т.д.) – 21 %, бюджетными организациями потребляется - 7 % и прочими потребителями - 17 %.

Население, потребляющее больше половины отпускаемой электроэнергии, оплачивает ее по тарифу, утвержденному департаментом тарифного регулирования и на 01.01.2012 составляющим 2.16 руб/кВт ч. Разница покрывается за счет государственных дотаций.

Исходя из программы социально-экономического развития села Новоникольское основной проблемой энергоснабжения в поселении является неудовлетворительное состояние энергетических сетей и необоснованно заниженный тариф на электроэнергию, вырабатываемую дизельными электростанциями.

Все эти условия формируют положительную среду для создания автономного ветропарка на территории села Новоникольское. Создание дополнительных генерирующих мощностей на базе возобновляемой энергетики в состоянии не только покрыть дефицит электроэнергии, но и снизить затраты на топливо и на его доставку и увеличить ресурс работы действующих дизельных установок. Расположение генераторов в непосредственной близости к потребителю позволит сократить потери электроэнергии, при этом, не создавая негативного антропогенного влияния на ландшафт и экологию.

В соответствии с рельефом местности выбираем расположение ветрогенераторов (Рис.5.).

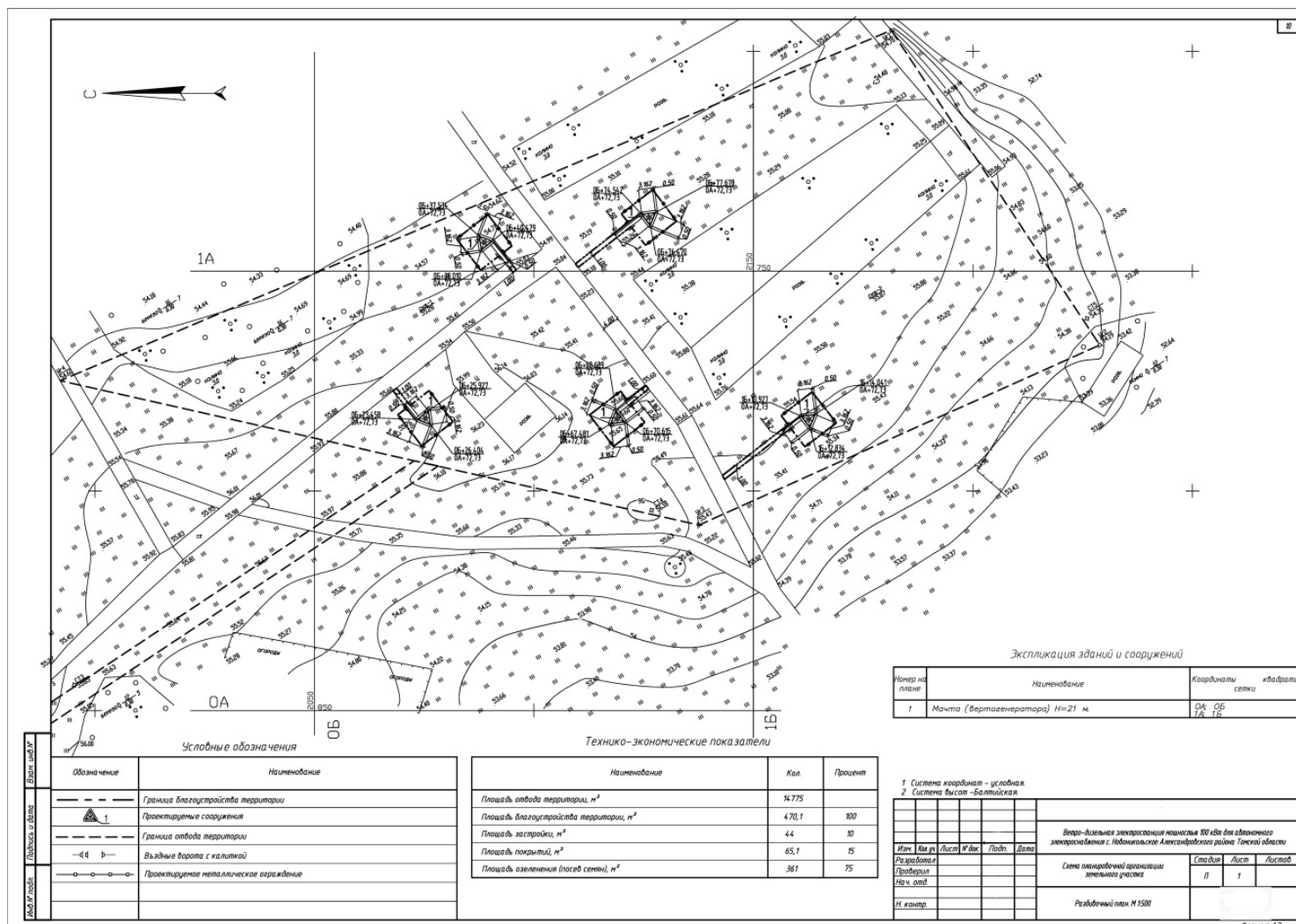


Рисунок 5. Схема расположения ветрогенераторов на площадке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Базы данных. – URL: <http://green.ru.tomres/>.
2. Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 2000. -536с.
3. Информационно-технологическое обеспечение интегрированных систем малой энергетики в сфере электро- и теплоснабжения. Отчет о НИР // Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН. – Иркутск, 2011. –569с.
4. Лукутин Б.В., Сурков М.А. Нетрадиционные способы производства электроэнергии. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 193с.
5. Лукутин Б.В. Возобновляемые источники энергии. Электронное учебное пособие. – URL: www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2010/01/.
6. Лукутин Б.В. и др. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. Монография. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
7. Матвеев Л.Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосферы. – Л.: Гидрометеиздат, 1984.
8. Проектирование электроустановок квартир с улучшенной планировкой и коттеджей / Техническая коллекция SchneiderElectric. Выпуск №11. 2007. -242с.
9. Роза А. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. -704с.
10. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России//П.П.Безруких, Ю.Д.Арбузов и др.-
11. СПб.:Наука, 2002. - 314 с.
12. Сивков С.И. Методы расчета характеристик солнечной радиации. – Л.: Гидрометеиздат, 1968.
13. Сайт компании SMA Solar Technology AG. – URL: www.SMA.de.
14. Сайт «Погода России. Архив погоды». – URL: <http://meteo.infospace.ru/>
15. Сайт «Расписание погоды». – URL: <http://rp5.ru/>
16. Самойлов Д.В. Расчет величины поступления теплоты от солнечной радиации на поверхность Земли. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2006. -20с.
17. Свободная энциклопедия. – URL: <http://wikipedia.org>.
18. Удалов С. Возобновляемые источники энергии. Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007.

Учебное издание

ЛУКУТИН Борис Владимирович
МУРАВЛЕВ Игорь Олегович
ПЛОТНИКОВ Игорь Александрович

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВЕТРОВЫМИ И СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Учебное пособие


Редактор И.О.Фамилия
Компьютерная верстка И.О.Фамилия
Дизайн обложки И.О.Фамилия

Подписано к печати 00.00.2014. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 8,70. Уч.-изд. л. 8,63.
Заказ 000-15. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета
сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ . 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru