

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Электроэнергетика

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Исследование и разработка автономной системы электроснабжения поселка с  
использованием возобновляемых источников энергии

140400.68 Электроэнергетика и электротехника  
140400.68.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

Научный руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н. А. С. Амузаде  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ А. А. Глазков  
подпись, дата

Красноярск 2023

## Содержание

Введение.....	3
1 Обзор и анализ возобновляемых источников энергии.....	5
1.1 Солнечные батареи .....	5
1.2 Ветрогенераторы в гибридных системах.....	12
1.4 Сопутствующее оборудование .....	20
1.4.1 Поддерживающая конструкция .....	20
1.4.2 Контроллеры заряда-разряда .....	21
1.4.3 Инверторы для фотоэлектрических систем.....	21
1.4.4 Ориентация солнечных панелей.....	23
1.5 Выводы по главе 1.....	24
2 Анализ энергетического потенциала поселка и выбор наиболее эффективного ВИЭ для исследуемого поселка.....	26
2.1 Общие сведения о селе Хатанга .....	26
2.2 Климатическая характеристика .....	27
2.3 Краткое описание автономной системы электроснабжения поселка.....	31
2.4 Выводы по главе 2.....	33
3 Выбор оборудования и моделирование работы системы электроснабжения..	34
Выводы по главе 3.....	49
4 Технико-экономический эффект от внедрения ВИЭ.....	50
Выводы по главе 4.....	61
Заключение .....	62
Список использованных источников .....	63
Приложение А. ....	65
Приложение Б. ....	66
Приложение В.....	67
Приложение Г. ....	68
Приложение Д.....	69
Приложение Е.....	70

## **Введение**

В северной части Красноярского края еще остаются поселки без централизованного электроснабжения так как строительство ЛЭП в эти районы признано слишком дорогостоящим проектом. Такие населенные пункты вырабатывают электроэнергию за счет дизельных электростанций (ДЭС). Зачастую это устаревшие и низкоэффективные ДЭС с большим расходом топлива, доставка которого обходится дорого. Эти факторы повышают стоимость электроэнергии в десятки раз по сравнению с централизованным электроснабжением. Высокая стоимость для конечного потребителя обязывает государство выплачивать большие субсидии для населения. Несмотря на огромный потенциал ресурсов возобновляемой энергии, его использование находится на низком уровне [1, с.5]. Поэтому внедрение ВИЭ является важной задачей на текущий момент.

Государственная поддержка использования ВИЭ на оптовом рынке РФ по договорам на поставку мощности позволила повысить инвестиции в возобновляемые источники [2, с.1]. Запущено производство высокотехнологичного инновационного оборудования и рынок инжиниринговых услуг по созданию объектов солнечной энергетики и ветроэнергетики разных мощностей. Университеты производят подготовку специалистов по проектированию, строительству и эксплуатации объектов возобновляемой энергетики.

Комплексные меры, обеспечивающие повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии: совершенствование национальных стандартов, касающихся возобновляемых источников энергии, с учетом лучших мировых практик; поддержка российского экспорта оборудования и оказания услуг по проектированию, строительству, эксплуатации и сервисному обслуживанию генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии за рубежом; совершенствование механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу; стимулирование добровольного спроса на электрическую энергию, выработанную на основе возобновляемых источников энергии.[3, с.56]

Задачей возобновляемой энергетики является повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии.

## **Актуальность темы**

Проблема высокой стоимости электроэнергии имеет широкое распространение во всех районах с децентрализованной системой электроснабжения. Ее решение значительно повлияет на стоимость электроэнергии для конечного потребителя, а также поможет сэкономить бюджет в будущем.

## **Цель работы**

Разработать и исследовать систему электроснабжения северного поселка с использованием возобновляемых источников энергии.

## **Задачи**

- 1 Обзор и анализ основных возобновляемых источников энергии и вспомогательного оборудования для автономных систем электроснабжения;
- 2 Анализ энергетического потенциала заданного поселка и выбор наиболее эффективного ВИЭ для исследуемого поселка;
- 3 Выбор оборудования и моделирование работы системы электроснабжения;
- 4 Техничко-экономический эффект от внедрения ВИЭ.

## **Научная новизна**

Новизна заключается в исследовании ВИЭ совместно с ДЭС для рассматриваемого поселка. Это позволит уменьшить долю генерируемой электроэнергии ДЭС, повысить показатели качества электроэнергии и уменьшить затраты на покупку, транспортировку и хранение топлива.

## **Практическое применение**

Практическая значимость будет заключаться в возможности поселка с автономной СЭС получать качественную электроэнергию по сниженной стоимости, что благоприятно сказывается на бюджете края. Для района в целом появится возможность подключения удалённых потребителей к электроснабжению. Что благоприятно скажется на развитии данных объектов и новых заводов, фабрик, жилищного сектора, с меньшей нагрузкой на бюджет.

## **Объект исследования**

Объектом исследования является автономная система электроснабжения, основанная на дизельных электростанциях.

## **Предмет исследования**

Предметом исследования служат параметры работы автономной гибридной системы электроснабжения и оценка эффективности работы ДЭС совместно с ВИЭ.

# 1 Обзор и анализ возобновляемых источников энергии

## 1.1 Солнечные батареи

Фотоэффект, также известный как фотоэлектрический эффект, был открыт ученым А.Э. Беккерелем в 1939 году. Он основан на способности токопроводящих материалов испускать электроны при воздействии на них электромагнитного излучения, включая свет. Фотоэффект имеет три основных закона:

1) Сила фотоэлектрического тока прямо пропорциональна плотности электромагнитного излучения.

2) Максимальная кинетическая энергия вырываемых светом электронов возрастает линейно с частотой электромагнитного излучения и не зависит от его интенсивности.

3) Каждое вещество имеет граничную частоту электромагнитного излучения, ниже которой фотоэффект не происходит. Эта частота и соответствующая ей длина волны называются красной границей фотоэффекта.

Фотоэффект возникает в фотоэлектрической системе, которая напрямую преобразует солнечную энергию в электричество. Генерация фотоэлектрической энергии возможна благодаря распределению положительных и отрицательных носителей заряда в пространстве при поглощении электромагнитного излучения в полупроводнике. Если имеется электрическое поле, то эти заряды могут создавать во внешней цепи электрический ток. Для работы фотоэлектрической системы необходимо наличие солнечного излучения. Фотоэлектрические системы не обязательно должны находиться под прямыми солнечными лучами, поэтому они могут вырабатывать некоторое количество электроэнергии даже в пасмурные дни.

Более распространёнными в фотоэлектрических установках получили кремниевые элементы трех вариативных видов на основе монокристаллического (КПД до 21,5%), поликристаллического (КПД 14-17%) и аморфного кремния (КПД 5-8%) (рис. 1). Различие между ними состоит лишь в том, как атомы кремния организованы в кристалле [4, с.21].

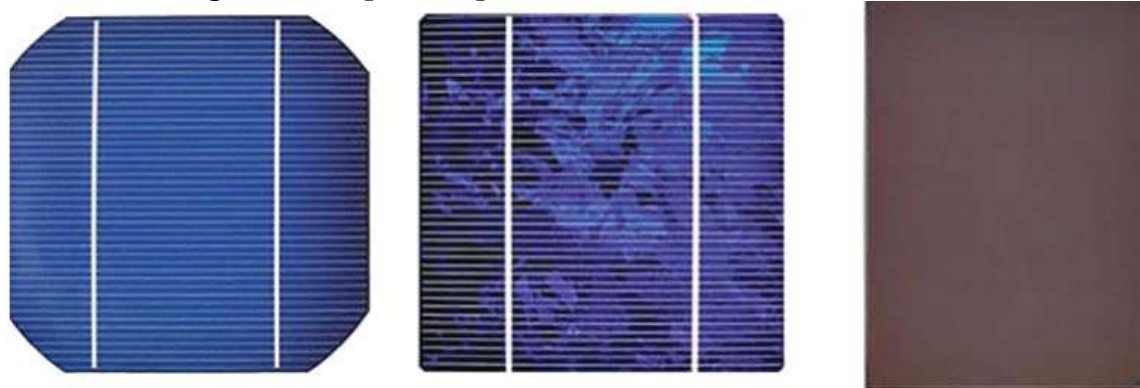


Рисунок 1 – Монокристаллические, поликристаллические и аморфные солнечные элементы

Арсенид галлия (GaAs) считается наиболее перспективным материалом в солнечной энергетике для создания высокоэффективных солнечных элементов. Элементы на его основе имеют высокий КПД (около 28% для однопереходных элементов). Также существуют фотоэлектрические элементы на основе диоксида

титана ( $\text{TiO}_2$ ) с органическим покрытием, которые имеют КПД около 11%. Принцип работы таких элементов заключается в фотоэлектрическом возбуждении красителя и быстрой инжекции электрона в зону проводимости  $\text{TiO}_2$  [4, с.21].

Сейчас существуют новые материалы для тонкопленочных фотоэлектрических элементов, такие как медь-индий-диселенид и кадмий-теллурид ( $\text{CdTe}$ ), которые широко используются в современном мире. Производственные технологии этих материалов постоянно совершенствуются, и за последние десять лет КПД тонкопленочных элементов значительно возрос. Солнечные панели, также известные как фотоэлектрические или солнечные модули, состоят из нескольких солнечных элементов, так как один элемент не может производить достаточное количество электроэнергии. Эти солнечные элементы соединены между собой металлическими шинами и размещены между двумя слоями герметизирующей пленки на стеклянной панели. Солнечные панели производятся разных типов и размеров, но наиболее распространенными являются кремниевые солнечные панели мощностью от 40 до 450 Вт<sub>пик</sub> и размером от 0,4 до 2,5 м<sup>2</sup>. Панели могут соединяться между собой для увеличения мощности.

КПД солнечных панелей варьируется от 5 до 21%, что означает, что только такое количество солнечной энергии будет преобразовано в электричество. Солнечная панель может работать при различных комбинациях напряжения и тока, но на практике она работает в одной точке в каждый момент времени, которая выбирается электрическими характеристиками цепи, к которой панель или солнечная батарея подключена.

Для сравнения панелей между собой производители используют систему испытания при стандартных тестовых условиях (Standard Test Conditions, STC). Значение характеристик STC показывают работу солнечной панели в идеальных условиях, которые обычно достигаются при кратковременной вспышке тестера солнечных панелей в заводских или лабораторных условиях. При этом освещенность должна быть 1000 Вт/м<sup>2</sup>, температура солнечной панели 25 °С, спектр излучения должен соответствовать массе воздуха AM1.5, а скорость ветра должна быть равна нулю.

Параметры STC обозначены на шильдике всех солнечных панелей. Данные характеристики являются обязательными для всех производителей. Если говорится Характеристики STC указаны на этикетке всех солнечных панелей и являются обязательными для всех производителей. Однако, условия STC редко совпадают с реальной эксплуатацией солнечных панелей. Установка на крыше дома панели с номинальной мощностью 250 Вт не гарантирует получение мощности 250 Вт при любых условиях. STC не отражают реальную эффективность и производительность солнечной панели в реальных условиях. Поэтому существуют попытки определить условия, при которых значения характеристик панели ближе к реальным.

В последнее время все больше производителей указывают параметры панели в "нормальных условиях" (NOCT), которые соответствуют температуре па-

нели 40-45°C и освещенности 800 Вт/м<sup>2</sup>. Однако, NOCT также не отражает реальную мощность панели, так как во время работы солнечной батареи освещенность может быть даже выше 1000 Вт/м<sup>2</sup>, а температура существенно ниже 45°C.

Для сравнения панелей большое распространение получили тестовые условия PVUSA (Photovoltaics for Utility Systems Applications) Test Conditions (PTC), которые являются более реалистичными, чем STC. Однако, не все производители указывают параметры при PTC. Обычно PTC указывается для панелей, произведенных для американского рынка. Значения тестов солнечных панелей, полученные при испытаниях PTC, более точно отражают реальные условия эксплуатации, чем стандартные условия испытаний (STC). При этом, для проведения PTC-тестирования, освещенность должна составлять 1000 Вт/м<sup>2</sup>, а температура окружающей среды должна быть 20°C и скорость ветра - 1 м/с. В отличие от STC, где температура определяется по температуре солнечной ячейки, в PTC используется температура окружающей среды. Параметры PTC могут быть меньше на 10-15% по сравнению с STC, что свидетельствует об изменении мощности солнечных панелей в реальных условиях. Однако, как и в случае с STC, PTC не учитывает все факторы, влияющие на производительность солнечных панелей в реальных условиях. Кроме того, производительность панелей может быть снижена различными факторами, такими как деградация панелей со временем, пыль и грязь, чрезмерный нагрев и затенение панелей, различия в мощности панелей в последовательных цепочках и т.д. Воздействие этих факторов может меняться в зависимости от местоположения, времени года, азимута и угла наклона панелей. Поэтому в реальных условиях солнечные панели, указанные с определенной пиковой мощностью, могут вырабатывать около 75-85% от своей максимальной мощности. Необходимо учитывать все эти факторы при проектировании солнечной электростанции. Сравнение аморфных и кристаллических солнечных панелей.

Аморфные (тонкопленочные) солнечные элементы бывают следующих основных типов:

- 1) из аморфного кремния (a-Si) или тонкопленочного кремния (TF-Si);
- 2) из теллурида кадмия (CdTe);
- 3) из деселенида галлия-меди-индия (CIS или CIGS);
- 4) из синтетических (dye-sensitized solar cell) материалов с органическими добавками.

Тонкопленочные солнечные элементы имеют примерно шесть слоев, включая прозрачное покрытие, антиотражающий слой, полупроводники p- и n-типов, контактный слой и подложку. Принцип работы тонкопленочных солнечных элементов такой же, как и у кристаллических солнечных элементов.

Тонкопленочные панели, как правило, стоят дешевле кристаллических из-за меньшего расхода кремния и более простой технологии производства. Однако, на практике разница в цене не очень велика, так как в последние годы стоимость кристаллических солнечных панелей значительно снизилась.

Эффективность этих технологий быстро растет, а различие в цене уменьшается. Кроме того, тонкопленочные панели обычно выполняются с использованием двух слоев стекла, поэтому они могут быть даже дороже кристаллических панелей той же мощности и намного тяжелее. Существует другой тип тонкопленочных

солнечных панелей, в которых полупроводниковый слой нанесен на гибкую основу. Эти панели легкие и их можно изгибать. Они используются в переносных системах или на кровлях со сложной формой. [4, с.34].

Основные различия между кристаллическими и тонкопленочными панелями состоит в их КПД. Важно, что у кристаллических элементов выше срок службы. Затраты на монтаж кристаллических панелей оказываются меньше, так как для одной и той же мощности нужно устанавливать примерно в два раза меньше по площади панелей.

К существенным недостаткам кристаллических панелей можно отнести высокую стоимость расходного материала (кристаллического кремния), его хрупкость. Монтаж тонкопленочных панелей на гибкой основе требует высококвалифицированных специалистов. Однако нужно отметить, что в реальных условиях панели из аморфного кремния вырабатывают больше энергии с пикового Ватта, чем моно- и поликристаллические солнечные панели.

Оценить, какой тип солнечных панелей работает лучше, очень сложно, поскольку каждый тип имеет свои преимущества:

- Монокристаллические панели имеют наивысшую эффективность и удовлетворительные температурные коэффициенты.

- Поликристаллические панели в настоящее время наиболее популярны из-за их более низкой стоимости за 1 Ватт при почти таких же характеристиках, как у монокристаллических панелей. Улучшения в технологии поликристаллических панелей привели к тому, что их параметры могут быть даже лучше, чем у монокристаллических.

- Аморфные (тонкопленочные) панели используют наименьшее количество кремния. Их КПД примерно в 2 раза меньше, чем у кристаллических панелей. К преимуществам можно отнести низкий температурный коэффициент (т.е. при нагревании мощность таких панелей падает незначительно) и большую чувствительность при низкой освещенности.

Множество установок в реальных условиях показали, что солнечные панели имеют срок службы более 20 лет. Например, фотоэлектрические станции в США и Европе показали снижение мощности панелей на 10% после 25 лет эксплуатации. Эти результаты говорят о том, что монокристаллические панели могут работать более 30 лет, а поликристаллические - более 20 лет. Тонкопленочные панели из аморфного кремния имеют более короткий срок службы, от 7 лет для первого поколения технологий до 20 лет для второго поколения технологий. Однако, тонкопленочные панели теряют от 10% до 40% своей мощности в первые два года эксплуатации. Поэтому, на данный момент около 90% рынка солнечных панелей занимают кристаллические кремниевые панели.

Проблемы с работой солнечных панелей и ухудшение их параметров могут быть вызваны следующими факторами. Во-первых, качество солнечного элемента имеет большое значение. Эффективность зависит от многих параметров, таких как шунтовое и последовательное сопротивление, шумовые токи, обратное сопротивление и другие параметры. Очень важно качество производства солнечного элемента и применяемых при его изготовлении материалов и оборудования. На



каждом этапе производства элемента могут возникнуть проблемы, касающиеся, в частности, качества применяемого кремния, контактных паст и припоя.

Во-вторых, важно качество пайки солнечных элементов. При некачественной пайке возможен локальный перегрев контакта и его прогорание. Лучше выбирать панели, в которых элементы спаяны роботом – в них разброс качества пайки будет минимальным.

В-третьих, одним из факторов старения кристаллических солнечных панелей является качество этиленвинилацетатной (EVA) пленки, которая располагается между элементами и стеклом. Если пленка низкого качества, то уже через несколько лет она может помутнеть и разрушиться, что приведет к потере мощности панели. Хорошая пленка, в свою очередь, прослужит 30 лет и более, и при этом ее помутнение не превысит 25-30%.

В-четвертых, важно обращать внимание на качество герметизации и задней защитной пленки панели. Задняя пленка предназначена для защиты панели от влаги, которая может проникать внутрь через диффузию. Если качество пленки низкое, то влаги попадает больше, чем может выйти при нагреве, и остаточная влага накапливается внутри панели, что приводит к преждевременному выходу панели из строя. Хорошая же пленка позволяет выводить всю влагу наружу при нагревании на солнце, что предотвращает разрушение контактов и контактной сетки элементов.

В-пятых, алюминиевая рама должна иметь качественное изготовление. Низкокачественное анодирование способствует быстрому окислению рамы и ее дальнейшей коррозии. Но такой дефект не приводит к выходу панели из строя, а имеет лишь визуальный характер. Но ускоренная коррозия может ослабить конструкцию, находящуюся на мачтах с высокими ветровыми нагрузками или в агрессивной среде, что приведет к ее разрушению.

В-шестых, специалисты знают, что большинство производителей солнечных модулей по всему миру не могут обеспечить надежную работу своих изделий при температуре ниже  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Это связано с тем, что более 99% стандартных модулей герметизируются пленкой EVA, которая не обладает температурной устойчивостью ниже  $-40$  градусов. Однако ученые разработали технологию герметизации модулей с помощью специального силиконового геля, что позволяет использовать солнечные модули в диапазоне от  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+110\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Испытания подтвердили высокую надежность работы модуля, заполненного гелем. Эксперимент был проведен на оборудовании циклического изгиба в Германии.

Остальные компоненты системы имеют различный срок службы: аккумуляторные батареи могут служить от 2 до 15 лет, а силовая электроника - от 5 до 20 лет.

Только солнечных панелей недостаточно, чтобы они были надежным источником электроэнергии, необходимы дополнительные элементы в системе: кабельная продукция, поддерживающая структура и, в зависимости от типа системы (соединенная с сетью, автономная или резервная), еще и электронный инвертор, и контроллер заряда с аккумуляторной батареей. Эта система в целом называется солнечной фотоэлектрической системой или солнечной станцией.

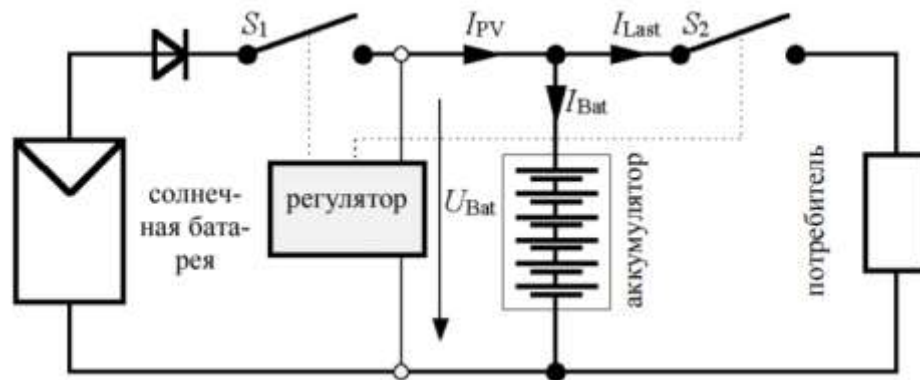


Рисунок 2 – Главные элементы фотоэлектрической системы

На Рисунке 2 изображены необходимые компоненты фотоэлектрической системы. Выходные значения тока и напряжения непрерывно поступают на контроллер пиковой мощности, который перемещает рабочую точку для получения максимальной мощности при изменении климатических условий. Панель подключается к потребителю, а инвертор используется для преобразования постоянного тока в переменный. Избыточная мощность направляется на заряд аккумулятора. Выключатель батареи  $S_1$ , как правило, является конвертером типа DC-DC. Если аккумулятор полностью заряжен, избыточная мощность поступает на балластные резисторы для обогрева помещения, где установлена система, или сбрасывается в окружающую среду для охлаждения. В отсутствие солнца аккумулятор разряжается на нагрузку. Диод в цепи аккумуляторной батареи предотвращает заряд аккумулятора после полного заряда, если выключатель  $S_1$  включен. Диод в цепи солнечных панелей не дает аккумулятору разряжаться на панель, при отсутствии солнечной энергии.

Контроллер получает системные сигналы, такие как выходные значения токов и напряжений панели и аккумулятора, а также текущий заряд аккумулятора в ампер-часах, и управляет всеми переключателями в схеме фотоэлектрической системы. Если фотоэлектрическая система соединена с внешней электрической сетью, то балластные резисторы не требуются, поскольку вся избыточная мощность передается в сеть. Аккумулятор необходим из-за небольших нагрузок собственных нужд, таких как запуск контроллера и компьютеров. Ток от фотоэлектрической системы с помощью инвертора преобразуется в переменный, а затем с помощью фильтра отсекаются высшие гармоники, и только после этого он подается во внешнюю сеть.

Инвертор является важным элементом фотоэлектрической системы, поскольку позволяет подключать к ней нагрузки на переменном токе и обеспечивает связь с внешней сетью (рис. 3).

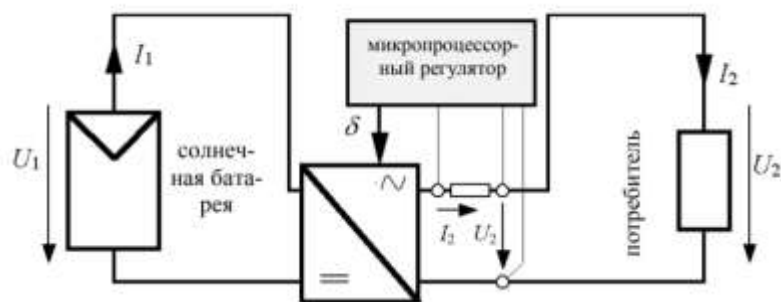


Рисунок 3 – Фотоэлектрическая система с инвертором

На текущий момент солнечные батареи выпускаются в виде жестких и гибких модулей и находят все большее применение в быту для электроснабжения жилых домов, освещения территорий и строительстве электростанций на солнечных батареях.

Во многих странах уже реализованы крупномасштабные проекты электростанций на солнечных батареях. На рис. 4 представлена схема электроснабжения от гибридного источника, который состоит из солнечных батарей и дизель-генератора.

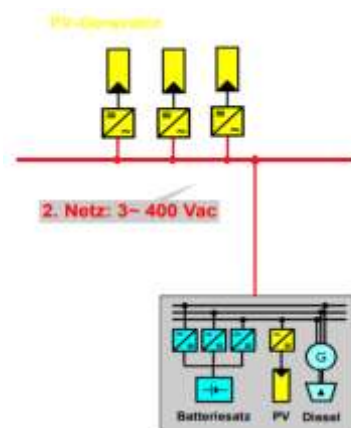


Рисунок 4 – Гибридная схема электроснабжения потребителей

В течение дня солнечные батареи используются для питания электроприборов, а невостребованная энергия направляется в аккумуляторные батареи. В случае, если интенсивность солнечного излучения снижается или наступает ночное время, энергия берется из аккумуляторов. Если же энергии недостаточно, то включается дизель-генератор. Контроллер осуществляет автоматическое управление всей системой электроснабжения.

Сейчас более 30 стран по всему миру используют процесс непосредственного преобразования солнечной энергии в электрическую. Для этого используются различные виды фотопреобразователей, такие как монокристаллический и поликристаллический кремний, аморфный кремний, галлиевый арсенид и кадмиевый теллурид. Наиболее популярными среди них являются монокристаллический и поликристаллический кремний, которые составляют около 70% от общего объема выпуска. Использование монокристаллического кремния рекомендуется из-за его высокой эффективности (18-20%), надежности в эксплуатации и длительного срока службы (до 20 лет). Важно также наносить покрытия на основе

силикона и воска на поверхность фотоэлектрических панелей для защиты от поверхностного загрязнения. При нанесении покрытий на основе силикона и воска на поверхность фотоэлектрических панелей важно также использовать полировальные машины для обеспечения высокого качества нанесения покрытия. При выборе места установки фотоэлектрических панелей следует избегать мест, расположенных близко к автомобильным дорогам и населенным пунктам, где заметна значительная концентрация взвешенных веществ и мелкодисперсных частиц. Приоритет следует отдавать полностью открытым местам без затененных областей вне лесного массива.

По объему производства всех видов фотопреобразователей, Россия занимает одно из последних мест среди развитых стран. Однако, космические аппараты являются исключением.

В рамках программы "Экологически чистая энергетика" РФ были предусмотрены следующие меры:

- Разработка автоматизированного серийного производства высокоэффективных, надежных и относительно недорогих элементов, модулей и батарей из аморфного, кристаллического и поликристаллического кремния;

- Создание производства фотоэлектрических станций малой мощности для обеспечения электроснабжения маломощных потребителей;

- Развитие производства фотоэлектрических станций мегаваттной мощности для параллельной работы с уже существующей электрической сетью.

## **1.2 Ветрогенераторы в гибридных системах**

Ветроустановка (ВЭУ) используется для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую или механическую энергию, которая может быть использована в дальнейшем. Механическая энергия в основном используется для подъема воды в удаленных или сельских районах, а электроэнергия - для бытовых и промышленных нужд. Ветроустановки могут работать автономно или в составе общей электрической сети, а также в совместной работе с другими автономными электростанциями. Существуют два основных типа ветроустановок: с горизонтальной и вертикальной осью вращения. Более 98% всех ветроустановок, подключенных к энергосистемам, имеют горизонтальную ось вращения.

Основными элементами ветроустановки являются ротор или ветроколесо, которое преобразует энергию ветра в энергию вращения вала, кабина или гондола, где располагается редуктор и другое механическое и электрическое оборудование, генератор, башня, которая поддерживает ротор и кабину, а также электрическое и электронное оборудование, включающее панели управления, электрические кабели, систему заземления, оборудование для подключения к сети, систему молниезащиты и т.д. Фундамент также является важным элементом ветроустановки, который обеспечивает ее устойчивость при воздействии нагрузок.

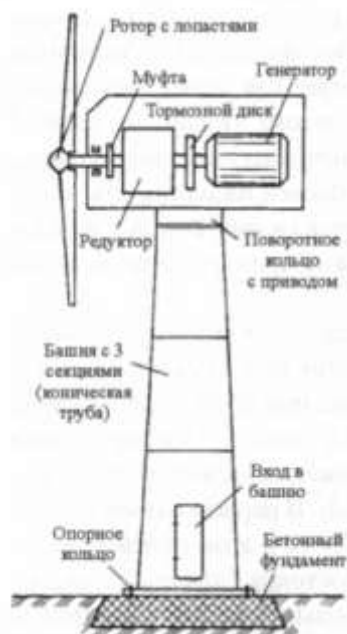


Рисунок 5 – Ветроустановка с горизонтальной осью вращения

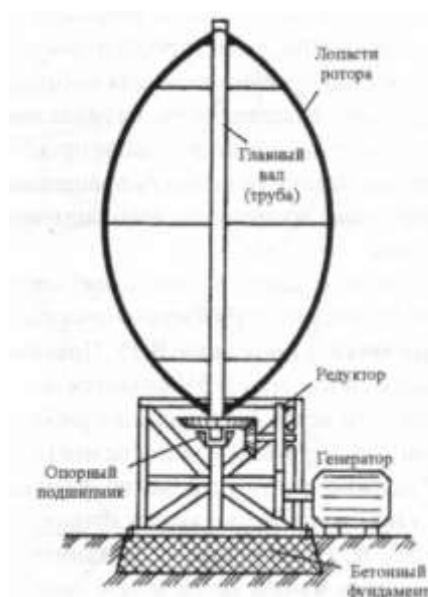


Рисунок 6 – Ветроустановка с вертикальной осью вращения (ротор Дарье)

Ветроэнергетические установки могут быть классифицированы по различным параметрам, таким как конструкция ветроколеса, положение его оси вращения относительно земли, скорость вращения, принцип действия и другие. Например, по расположению оси вращения ветроколеса, ветроустановки делятся на горизонтально-осевые и вертикально-осевые. Горизонтально-осевые ветроустановки, как правило, имеют пропеллерный тип ветроколеса, который вращается за счет подъемной силы. В зависимости от расположения ветроколеса относительно направления ветра, он может находиться перед башней или за ней. Если ветроколесо находится перед башней, то ветроустановка должна быть оснащена устройством, которое удерживает его в этом положении. В качестве таких устройств мо-

гут использоваться флюгер или хвостовик для небольших ветроустановок, виндрозный механизм для установок мощностью до 250 кВт, а также электрический или гидравлический механизм, который приводится в движение датчиком направления скорости ветра.

В случае, когда ветроколесо устанавливается "под ветер", оно автоматически устанавливается силой лобового давления, но при этом оно может быть частично затенено башней и гондолой, что приводит к турбулентности потока и снижению эффективности использования энергии ветра. В настоящее время все современные мощные ветроустановки ориентированы "на ветер".

Ветроустановки могут быть одно-, двух-, трех- или многолопастными. В электроветрогенераторах обычно используются двух- или трехлопастные колеса. Однолопастные ветроустановки мощностью до 300 кВт существуют, но они не получили широкого распространения. Датские ученые показали, что для мощных ветроустановок наиболее эффективными являются трехлопастные ветроколеса, которые обеспечивают плавность вращения и минимизируют моменты, действующие на ось ветроколеса.

Многолопастные ветроколеса выдают большой начальный момент при слабом ветре, поэтому они используются для подъема воды. В них через кривошипный механизм вал ветроколеса связан со штангой поршневого насоса, что объясняет необходимость большого начального момента трогания. Однако при увеличении скорости ветра эффективность таких ветроколес существенно снижается. Все горизонтально-осевые ветроустановки по направлению вращения ветроколеса делятся на вращающиеся по часовой стрелке и против часовой стрелки (если смотреть на ветроколесо). Выбор направления вращения определяется в основном конструктивными решениями механизмов поворота лопастей и редуктора.

Вертикально-осевые ВЭУ. Такого рода ВЭУ не требуют ориентации на ветер и в этом их существенное преимущество. Второе преимущество — возможность располагать все механизмы внизу, а стало быть, отсутствие необходимости сооружения мощной башни.

Однако у них выделяются и принципиальные недостатки:

а) гораздо большая подверженность усталостным разрушениям, из-за часто возникающих автоколебательных процессов;

б) пульсация крутящего момента, приводящая к пульсациям мощности и других параметров генераторов;

в) как показали последние результаты испытаний ВЭУ типа Дарье и Н-ротора мощностью 5 МВт, главной слабостью является подпятник-подшипник главного вала ВЭУ. Именно из-за его разрушения прекращены попытки сооружения мощных ВЭУ с вертикальной осью. Хотя разработки ВЭУ небольшой мощности успешно продолжаются.

Ветрогенераторы, особенно средней и большой мощности, являются сложным техническим устройством, которое включает в себя последние достижения науки и техники. Одной из наиболее важных частей ветрогенератора, которая влияет на эффективность его работы, являются лопасти ветроколеса. В современных мощных ветрогенераторах эти лопасти имеют длину 30-60 метров. Однако, такие установки должны быть устойчивыми к усталостным напряжениям, так как они

подвергаются воздействию изменяющегося момента от минимума до максимума во время одного оборота ветроколеса. При этом, срок службы лопастей должен составлять не менее 20 лет. Основные трудности в производстве лопастей заключаются в необходимости обеспечения правильного профиля лопастей, который также должен изменяться по длине. Кроме того, в лопасти необходимо установить молниеотвод и обеспечить прохождение тока молнии помимо подшипника. Лопасть также оснащена механизмом поворота, который может поворачивать всю лопасть или ее конечную часть. Для создания лопастей используются самые современные материалы, такие как пластик и углепластик, чтобы обеспечить максимальную прочность при минимальном весе.

Другим примером использования высоких технологий является система управления ветрогенератором. Эта установка полностью автоматизирована с использованием самых современных элементов и компьютерных программ. Большинство операций выполняются без участия человека, включая запуск и остановку в нормальном режиме, остановку в аварийных ситуациях, изменение скорости вращения, включение в сеть и запись данных о скорости ветра, мощности и неисправностях. Данные могут передаваться в центр управления энергосистемы или в офис производителя. Кроме того, система управления может поворачивать ветроколеса на ветер и раскручивать кабели.

Рассмотрим теперь основные конструктивные решения ветрогенераторов. Многие установки характеризуются наличием длинных валов. Начиная с лопастей, роль обтекателя заключается в снижении турбулентности потока ветра в плоскости ветроколеса и после него. Лопасти крепятся к оголовку – сложно формованному литому изделию, которое также содержит привод поворота лопастей и подшипники. Привод лопастей может быть гидравлическим или механическим. Оголовок соединен с валом, который передает мощность от ветроколеса к редуктору. Подшипник вала испытывает большие нагрузки из-за пульсирующего момента, который воздействует на него при вращении ветроколеса.

Редуктор, часто называемый мультипликатором, необходим для увеличения скорости вращения, до величины, принятой при конструировании генераторов, обычно 750 - 1000 — 1500 об/мин.

Несмотря на то, что механизмы, используемые в вертолетах, изучены довольно хорошо, и опыт их создания применяется в создании ветроустановок, этот механизм оказался трудным в исполнении для ветрогенераторов. Проблема заключается в том, что редукторы вертолетов предназначены для работы несколько часов подряд, в то время как редукторы ветроустановок должны работать непрерывно в течение многих лет. Поэтому долгое время ученые сталкивались с проблемами в создании надежных редукторов для ветрогенераторов, но в настоящее время эти проблемы решены. Редукторы ветрогенераторов оснащены системой смазки, охлаждением масла в охладителях, насосами и соответствующими приборами. Это усложняет компоновку кабины и обслуживание ветрогенератора, но обеспечивает надежность.

Муфта, соединяющая вал генератора и выходной вал редуктора, имеет несколько вариантов конструкции и часто совмещается с тормозным диском механического (стояночного) тормоза с гидравлическим приводом. Этот узел подобен

тормозам передних колес современных автомобилей, только размеры диска и цилиндров существенно больше. Остальные элементы имеют названия, которые ясно указывают на их назначение.

Давайте более детально рассмотрим механизм поворота кабины ветрогенератора. Кабина с лопастями - это многотонная конструкция, которая должна поворачиваться на ветер, направление которого может меняться достаточно быстро. Вся конструкция опирается на опорную поверхность башни (плиту), которая является своего рода огромным подшипником вместе с поворотным кольцом кабины и опорным кольцом башни. Вращение башни осуществляется электрическим двигателем через зубчатую передачу. Количество электродвигателей может колебаться от одного до восьми, в зависимости от мощности ветрогенератора и конструкции узла поворота. Гибкий электрический кабель расположен внизу башни и передает электроэнергию от генератора к щиту. Если кабина будет поворачиваться в одну сторону, кабель может закручиваться, но это вполне возможно.

Когда число оборотов в одну сторону достигает расчетного значения, система управления дает сигнал на прекращение вращения кабины в эту сторону и продолжение вращения в обратную сторону. Флюгер на крыше кабины фиксирует изменение направления ветра, и этот сигнал передается в систему управления и дальше на пуск электродвигателя поворота. Чтобы не дергать кабину при изменении направления ветра, система управления дает выдержку (5-10 минут), и только если сигнал остается неизменным, дается импульс на двигатель поворота. Узел поворота имеет также тормозную систему, т.к. необходимо фиксировать кабину, имеющую большую энергию, в точке, где вектор скорости ветра перпендикулярен плоскости ветроколеса.

Другой вариант конструкции системы поворота включает компактную компоновку оборудования. В этой конструкции генератор расположен на специальной платформе, которая поднимает его над основанием гондолы. Вал генератора соединен с выходным валом редуктора через эластичную муфту, которая демпфирует толчки мощности, передаваемые от ветроколеса. Два дисковых тормоза установлены в конструкции: стояночный на высокооборотном валу редуктора и основной на низкооборотном валу, который соединен с ветроколесом. Оба тормоза имеют гидравлический привод. Основой безредукторной системы является многополюсный тихоходный генератор, создание которого вызывало сомнения еще 10 лет назад, но сейчас он стал основой для нового типа ветроустановок. Ротор генератора напрямую соединен с валом ветроколеса, что означает, что скорость вращения ротора равна скорости вращения ветроколеса. Кабина имеет простую компоновку, так как в ней нет редуктора и системы его смазки.

В кабине находится выпрямитель, который преобразует переменный ток в постоянный ток, а затем передает его на инвертор, который преобразует постоянный ток в переменный ток с частотой сети. Это означает, что нет необходимости поддерживать постоянную частоту и уровень напряжения на генераторе, так как эти задачи выполняются инвертором. В результате возможно использование ветроэлектростанции для регулирования напряжения, так как она может вырабатывать реактивную мощность.



Описанные выше ветроустановки не могут в полной мере обеспечить электроэнергией потребителя, для этого используют гибридные энергосистемы.

Гибридная энергосистема подразумевает использование ВЭУ совместно с другими источниками энергии (дизель-генератор, солнечные модули, микроГЭС и т.п.). Эти источники энергии дополняют ВЭУ с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя в безветренную погоду.

Ветро-дизельная система состоит из ВЭУ и дизель-электрической системы (ДЭС) с оптимально подобранными мощностями. Обычно дизель-генератор используется в сочетании с ВЭУ в случае, когда целью использования последней является экономия дизельного топлива, стоимость которого с учетом расходов на доставку может быть очень высокой. Соотношение мощности компонентов системы зависит от схемы генерирования нагрузки и ресурсов ветра.

Режим одновременной параллельной работы ВЭУ и ДЭС оценивается как недостаточно эффективный способ использования ВЭУ, поскольку доля участия ветроагрегата в системе по мощности не должна превышать 15-20 % от мощности дизель-генератора. Такие режимы можно использовать для экономии топлива в гибридных установках большой мощности.

Использование режима раздельной работы ВЭУ и ДЭС позволяет поднять долю участия ветроустановки до 50-60% и более. Но, в этом случае неизбежно усложнение системы за счет необходимости введения системы управления, инверторного оборудования и АБ, которые аккумулируют энергию, вырабатываемую ветроагрегатом при рабочих скоростях ветра для питания нагрузки в безветренную погоду или при небольших скоростях ветра. Всякий раз, когда это возможно, энергия получается за счет ВЭУ, а АБ непрерывно подзаряжаются. В периоды ветрового затишья, когда заряд АБ падает ниже определенного уровня, для обеспечения потребителей энергией автоматически (или вручную) запускается дизель-генератор. Такой режим значительно снижает количество запусков дизель-генератора и, следовательно, ведет к сокращению затрат на обслуживание и топливные расходы.

Гибридные ветро-дизельные системы мощностью от 2 до 500 кВт различных конструкций и назначения в настоящее время испытываются, разрабатываются или планируются к реализации в рамках Федеральной программы "Энергоснабжение удаленных территорий Крайнего Севера РФ". Как правило, эти гибридные системы предназначены для надежного электроснабжения автономных потребителей с одновременной экономией жидкого топлива. Крупные гибридные электростанции должны работать на локальную сеть северных поселков.

Использование современной ветро-дизельной системы, при должном внимании к проведению текущего обслуживания, может быть экономически очень эффективным при наличии достаточных ветровых ресурсов в местности, где установлен ветроагрегат.

Электрическая энергия может быть получена за счет преобразования солнечного излучения фотоэлектрическими батареями (ФБ). Несмотря на довольно высокую, в настоящее время, стоимость ФБ, их использование совместно с ВЭУ в некоторых случаях может быть эффективным. Поскольку зимой существует

большой потенциал ветра, а летом в ясные дни максимальный эффект можно получить, используя ФБ, то сочетание этих ресурсов оказывается выгодным для потребителя [5, с.35].

ВЭУ могут использоваться в комбинации с микроГЭС, имеющими резервуар для воды. В таких системах при наличии ветра ветроагрегат питает нагрузку, а излишки энергии используются для закачивания воды с нижнего бьефа на верхний. В периоды ветрового затишья энергия вырабатывается микроГЭС. Подобные схемы особенно эффективны при малых ресурсах гидроэнергии.

### **1.3 Микрогидроэлектростанции**

Энергия потоков воды занимает одно из важных мест по запасам и масштабам использования. Это объясняется тем, что поток воды имеет высокую энергетическую плотность и относительную временную стабильность режима стока больших рек. Большая плотность воды, по сравнению с воздухом (в 846 раз), позволяет снизить массогабаритные и стоимостные показатели рабочего колеса гидротурбины по сравнению с ветроколесом при равных условиях. Гидроэлектростанции (ГЭС) производят более дешевую электроэнергию по сравнению с ветроэлектростанциями и другими возобновляемыми источниками энергии.

Важно, что ГЭС могут устанавливаться практически на любых водотоках: от небольших ручьев до крупнейших рек. Соответственно изменяется и мощность их гидроагрегатов. В настоящее время принята следующая классификация ГЭС: станции мощностью до 100 кВт – микро-ГЭС, от 100 до 1000 кВт – мини-ГЭС, от 1000 до 10000 кВт – малые ГЭС и свыше 10000 кВт – крупные гидроэлектростанции.

Станции класса «мини» и более мощные обычно используют в своей конструкции плотину, обеспечивающую запас воды в водохранилище и необходимый напор воды в гидротурбине.

Микрогидроэлектростанция – автономная установка, предназначенная для электроснабжения потребителей в местах, удаленных от линий электропередач, расположенных возле водоемов, обеспечивающих создание рабочего напора.

Микро-ГЭС выделяются большим разнообразием конструктивных исполнений. Они могут строиться, как и более мощные станции, с использованием плотины, могут быть деривационного типа с использованием напорного трубопровода или канала. А также, микро-ГЭС могут устанавливаться в речной поток без всяких гидротехнических сооружений – свободнопоточные микро-ГЭС.

Чаще всего микро-ГЭС содержат в своей конструкции такие обязательные элементы как гидротурбина, электромашинный генератор, система стабилизации выходного напряжения и ряд элементов, наличие и конструкция которых зависят от типа и особенности станции: определенные гидротехнические сооружения, запорная арматура, балластные нагрузки и т. д.

В случае, когда частота вращения гидротурбины микро-ГЭС мала (практически менее 400 об/мин) целесообразно применение мультипликаторов. Это позволяет добиться максимального КПД преобразования и минимальной массы установки в целом.

В качестве гидродвигателей, преобразующих энергию потока в механическую энергию приводного вала генератора, в той или иной степени используются все типы гидротурбин: поворотно-лопастные, радиальноосевые, импульсные, ковшовые, капсульные, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения и т. д.

В основном, микро-ГЭС не требуют возведения сложных гидротехнических сооружений – плотин. Поэтому их турбины устанавливаются либо в свободном потоке воды, либо в специальном напорном трубопроводе. Для работы в свободном потоке воды применяют, в основном, гидротурбины активного типа, типичным примером которых могут служить водяные мельницы. Достоинством активных турбин является их максимальная простота и относительная жесткость механических характеристик. Тем не менее, низкая частота вращения и малый КПД активных гидродвигателей ограничивает их применение в гидроэнергетике [6, с. 101].

Напорный трубопровод повышает энергию рабочего потока воды, позволяя применять более эффективные типы гидротурбин реактивного типа.

Очевидно, что мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не будет зависеть от водного режима реки, если ее минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Для расчета мощности станции используется диаметр трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точками. Трубопровод микро-ГЭС может быть выполнен из различных материалов, таких как сталь, бетон, резина, и другие материалы, используемые в оросительных системах. Стоимость трубопровода зависит от рельефа местности, поэтому микро-ГЭС обычно применяются в горных районах с большими уклонами русла реки. Однако, правильное использование рельефа местности и простые сооружения деривационных каналов могут уменьшить длину и стоимость напорного трубопровода во многих случаях.

Деривационные микро-ГЭС также делятся на два типа: с безнапорной и с напорной деривацией. Сооружения деривационных ГЭС располагаются в двух узлах – головном и станционном, соединенных между собой деривацией.

Головной узел микро-ГЭС с безнапорной деривацией состоит из плотины с водосбором и поверхностного водоприемника, а в случае надобности, в нем дополнительно размещаются отстойник, грязеспуск, шуго сброс и водоприемник для неэнергетических потребителей воды.

Безнапорная деривация устраивается в виде открытого канала. Там, где деривационный канал пересекается с поперечно направленными оврагами, долинами, ручьями и реками, создаются сооружения для пропуска воды под или над каналами – дюкеры, трубы под каналами, лотки над каналом, а иногда и крупные мосты – акведуки для пересечения каналом широкой поперечной долины. У станционного узла канал заканчивается и переходит в напорный бассейн, откуда вода по турбинным трубопроводам поступает к турбинам, расположенным в здании ГЭС, и далее в отводящий канал и реку.

Когда местность сильно пересеченная и для безнапорной деривации нет благоприятных условий, устраивается деривация в виде туннеля или трубопровода. В этих случаях поперечное сечение водовода полностью заполнено водой.

Головной узел также включает в качестве основных сооружений плотину с водосбросом и водоприемник. Однако плотина здесь более высокая, а водоприемник – глубинный, что позволяет непрерывно забирать воду при больших колебаниях уровня воды в водохранилище.

Станционный узел (в отличие от микро-ГЭС с безнапорной деривацией) часто имеет уравнивающий резервуар, основное назначение которого – борьба с возможными гидравлическими ударами при нестационарных режимах в турбинных водоводах, по которым вода поступает в турбины.

Таким образом, на данный момент существует два типа микро-ГЭС: высоконапорная и низконапорная станции.

Производство оборудования для комплектации микро-ГЭС чрезвычайно широко развито, и спрос находят гидроагрегаты практически всех существующих видов и схем на любые необходимые параметры расхода и напора.

Более 130 фирм из 28 стран производят и поставляют комплектное оборудование для малых и микро-ГЭС мощностью от нескольких киловатт до сотен киловатт.

## **1.4 Сопутствующее оборудование**

### **1.4.1 Поддерживающая конструкция**

Поддерживающая конструкция для солнечных панелей является важной частью солнечной фотоэлектрической системы. Конструкция задает правильный угол наклона панелей и необходимую жесткость всей системы. Вся система поддерживающей конструкции с солнечными панелями должна выдерживать порывы ветра и другие воздействия окружающей среды. Разнообразие конструкций огромно – от самодельных до промышленно изготавливаемых для больших фотоэлектрических систем. Такая конструкция может быть изготовлена из металла или синтетического материала.

Существует несколько типов поддерживающих конструкций, в зависимости от места установки фотоэлектрической системы. Для соединенных с сетью систем это может быть плоская конструкция или с малым наклоном крышная или для фасада здания. Соединенные с сетью системы также могут быть элементом конструкции здания (интегрированные солнечные системы).

Идеальные условия для работы солнечной панели достигаются, когда солнечные лучи падают на неё под прямым углом. Если модули расположены статично, то в течение дня только несколько часов они будут под хорошим солнечным светом. Вращение панелей вслед за солнцем, поможет собрать ощутимо больше энергии.

Трекер солнечных батарей – это система, снабженная поворотными механизмами, которая в автоматическом режиме поворачивает солнечные панели вдоль линии движения солнца. Так в течение дня на их поверхность попадает больше прямых лучей, что повышает общую эффективность.

Основными частями трекера являются: несущая конструкция – это неподвижная опора и поворотный механизм. Система позиционирования (актуатор) –

отвечает за работу серводвигателей. Система безопасности – предназначена для защиты системы от перепадов напряжения, грозových разрядов. Система управления – модуль, обеспечивающий возможность управления и технического обслуживания.

По принципу движения выделяют:

Одноосные трекеры. Они вращают солнечную панель вперед и назад в одном направлении, то есть по одной оси. Такие устройства могут осуществлять повороты плоскости фотомодулей вертикально, горизонтально или по диагонали, но только в каком-то одном из этих направлений. Одноосные трекеры — эффективное, недорогое, но не идеальное решение, т.к. солнце движется не по прямой линии. То, по какой оси должен двигаться трекер, определяется, исходя из географического положения. Например, вертикальные трекеры используют в высоких широтах, горизонтальные — в низких.

Двухосные трекеры – эти трекеры могут поворачивать солнечные батареи в двух осях, а значит плоскость может быть под прямыми солнечными лучами большую часть дня.

Использование системы перемещения солнечных панелей добавляет большое количество оборудования в систему: электронный модуль, движущиеся части и шестерни, которые потребуют регулярного обслуживания, ремонта или замены сломанных частей. Кроме того, если трекеры выходят из строя, когда солнечные панели находятся под крайним углом, будут значительные потери энергии, пока они снова не заработают.

Стационарная система солнечных батарей требует минимального обслуживания, а вот трекеры более привередливы — подвижные части подвержены износу и частым поломкам, хотя во многом это зависит от их изначального качества.

### **1.4.2 Контроллеры заряда-разряда**

Контроллеры заряда используются в автономных фотоэлектрических системах, чтобы защитить аккумуляторные батареи от глубокого разряда, когда происходит перерасход энергии, или от перезаряда, когда батарея уже заряжена, но солнечная панель продолжает вырабатывать электричество. Использование контроллеров заряда необходимо, поскольку они отключают нагрузку, когда уровень заряда аккумулятора становится недопустимо низким. Обычно фотоэлектрические солнечные комплекты оснащаются контроллерами заряда. Однако, следует отметить, что нагрузка никогда не должна подключаться напрямую к аккумуляторной батарее, минуя контроллер заряда, так как это может привести к выходу батареи из строя.

### **1.4.3 Инверторы для фотоэлектрических систем**

Инверторы применяются для преобразования постоянного тока от аккумуляторных батарей (АБ) или солнечных панелей в переменный.

В соединенных с сетью системах инверторы принимают энергию от солнечных панелей и преобразуют ее в переменный ток, который подается в сеть. Большинство солнечных панелей генерируют постоянный ток. Есть панели с интегрированными инверторами, так называемые АС-панели с микроинверторами. Их преимуществом является простая настройка и возможность легкого масштабирования фотоэлектрической системы путем простого добавления таких панелей. Такие инверторы используются только в соединенных с сетью системах.

В автономных системах, чтобы питать стандартные бытовые устройства и приборы, постоянный ток от АБ и солнечных батарей нужно преобразовать в переменное напряжение 220 В. В резервных системах, также требуется преобразование постоянного тока от АБ в переменный для питания обычных приборов. Существует множество различных инверторов разной мощности и типа, некоторые из которых имеют высокую эффективность. При выборе инвертора нужно учитывать его потребление в режиме ожидания, если он будет часто находиться без нагрузки, или его КПД, если он будет большую часть времени питать нагрузку. Инверторы преобразуют постоянный ток от солнечных панелей и АБ в переменный ток напряжением 220 В или 380 В. Однако, часть энергии теряется при преобразовании, от 5% до 20%, в зависимости от качества инвертора и режима его работы. Выбор мощности и типа инвертора зависит от его применения, маломощные инверторы обычно используются в малых автономных системах, а более мощные инверторы имеют входное напряжение 24 В или 48 В (а иногда 96 В и выше).

Инверторы могут изготавливаться различной мощности, а их тип выбирается в зависимости от применения. Маломощные инверторы (100–1000 Вт) обычно используются в малых автономных системах для питания, например, лампочек, телевизора, радио и других приборов. Они бывают на входное напряжение 12 В или 24 В и выходное 220 В. Более мощные инверторы имеют входное напряжение 24 В или 48 В (а иногда 96 В и выше).

Дешевые инверторы генерируют ступенчатую или прямоугольную форму напряжения – так называемую квазисинусоидальную или модифицированную синусоиду. Такая форма напряжения не всегда подходит к приборам. Инверторы с синусоидальной формой напряжения обеспечивают качество энергии такое же, как в сети, и могут питать без проблем любую нагрузку переменного тока.

#### Функции современных инверторов

– Измерение параметров, на дисплее инвертора отображаются напряжение и ток, частота и мощность.

– Возможность автозапуска генератора. В инверторе имеются дополнительные реле для автоматического запуска и останова резервного генератора в зависимости от напряжения на батарее. Часто эта функция представлена в виде опции, как отдельный блок к инвертору. Современные инверторы могут заряжать АБ от сети только в определенное время или запускать генератор только в дневное время (из-за шума).

– Работа параллельно с сетью. Сетевые инверторы напрямую поставляют энергию от солнечных батарей в сеть без АБ. Это существенно уменьшает стоимость системы, а значит, и удешевляет электроэнергию.

– Встроенное зарядное устройство. Такие инверторы для заряда АБ могут использовать энергию от сети или генератора. Одновременно они могут транслировать энергию от этих источников напрямую в нагрузку. Современные инверторы могут задавать или динамически менять зарядный ток во избежание перегрузки генератора.

– Параллельное соединение. Некоторые инверторы могут быть соединены параллельно для увеличения мощности.

#### **1.4.4 Ориентация солнечных панелей**

Солнечный свет движется от Солнца до Земли по прямой линии. Когда он достигает атмосферы, часть света преломляется, часть достигает Земли по прямой линии, а другая часть поглощается атмосферой. Преломленный свет – это то, что обычно называется диффузной радиацией или рассеянным светом. Часть солнечного света, которая достигает поверхности Земли без рассеяния или поглощения, называется прямой радиацией. Она наиболее интенсивная.

Солнечные панели производят электричество и в отсутствие прямого солнечного света. Поэтому даже при облачной погоде фотоэлектрическая система будет производить электричество. Однако наилучшие условия для генерации электроэнергии будут при ярком солнце и при ориентации панелей перпендикулярно солнечному свету. Для северного полушария панели должны быть ориентированы на юг, для южного – на север.

Солнца на небосклоне определяется двумя координатами – склонением и азимутом. Склонение – это угол между линией, соединяющей наблюдателя и Солнце, и горизонтальной поверхностью. Азимут – это угол между направлением на Солнце и направлением на юг.

На практике солнечные панели должны быть ориентированы под определенным углом к горизонтальной поверхности. Небольшие отклонения от этой ориентации не играют существенной роли, потому что в течение дня Солнце движется по небу с Востока на Запад. Например, доля выработки энергии фотоэлектрической системой при наклоне  $45^\circ$  для широты местности  $52^\circ$  северной широты: на запад – 78%; на юго-запад – 94%; на юг – 97%; на юго-восток – 94%; на восток – 78%.

Солнечные панели обычно располагаются на крыше или поддерживающей конструкции в фиксированном положении и не могут следить за положением Солнца в течение дня. Поэтому они не находятся под оптимальным углом ( $90^\circ$ ) в течение всего дня. Угол между горизонтальной плоскостью и солнечной панелью называют углом наклона.

Так как Земля движется вокруг Солнца имеют место также сезонные вариации угла наклона. Зимой Солнце не достигает того же угла, что и летом. В идеале солнечные панели должны располагаться летом более горизонтально, чем зимой. Поэтому угол наклона для работы летом выбирается меньше, чем для работы зимой. Если нет возможности менять угол наклона дважды в год, то панели должны располагаться под оптимальным углом, значение которого лежит где-то посередине между оптимальными углами для лета и зимы. Для каждой широты есть свой

оптимальный угол наклона панелей. Только около экватора солнечные панели должны располагаться горизонтально.

Для весны и осени оптимальный угол наклона солнечных панелей принимается равным значению широты местности, для зимы – к этому значению прибавляется 10–15 градусов, а летом – от этого значения отнимается 10–15 градусов. Небольшие отклонения до 5 градусов от этого оптимума оказывают незначительный эффект на производительность панелей. Различие в погодных условиях в большей степени влияет на выработку электричества.

Для автономных систем оптимальный угол наклона солнечных панелей зависит от месячного графика нагрузки: если в данном месяце потребляется больше энергии, то угол наклона нужно выбирать оптимальным именно для этого месяца.

## **1.5 Выводы по главе 1**

В главе были описаны основные конструкции фотоэлектрических и ветроэнергетических установок, а также малая гидроэнергетика. А также данные, которые помогут в дальнейшем сравнить установки между собой.

Рассмотрение различных типов фотоэлектрических панелей и сопутствующего оборудования приводит к выводу, что применение солнечных панелей целесообразно в районах с высокой солнечной активностью или в районах, в которых невозможно доставить другой крупногабаритный источник энергии. Но использование обычных панелей при слишком низких температурах сокращает их срок службы. Стоит отметить, что системам слежения за солнцем требуется обслуживание, а самим панелям требуется периодическая чистка от пыли летом и от снежного покрова зимой.

Были рассмотрены ветрогенераторы различных конструкций. Ветрогенераторам с вертикальной осью вращения свойственны более низкие номинальные и пусковые скорости ветра, также они имеют малый вес и наряду ветрогенераторами с горизонтальной осью вращения малой мощности могут быть установлены вблизи потребителя. Важно заметить, что ветряки малой мощности выдают больше шума за счет повышенного числа оборотов.

Ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения средней и большой мощности могут быть установлены удаленно от населенного пункта, они обладают внушительными размерами и массой, что усложняет их транспортировку в отдаленные районы и монтаж. Значительным преимуществом ветряков с горизонтальной осью является их цена, которая в несколько раз ниже при одинаковой мощности.

Можно сделать вывод, что для установки ветрогенераторов на месте установки средняя скорость ветра должна превышать пусковую 2,5 – 3 м/с, а скорость ветра в течение суток должна быть близка к номинальной скорости генератора 9 – 14 м/с. Если же данные условия не выполняются установка только ветрогенераторов не целесообразна, в этом случае стоит рассмотреть установку совмещенных систем электроснабжения с различными источниками, например, солнечными панелями или дизельными электростанциями.



Совместное использование различных конструкций ГЭС и автономных систем электроснабжения, при имеющихся в районе гидроресурсах, выгодно в экономическом плане, но имеет ряд ограничений по конструктивным особенностям и местам применения. Так для ГЭС мощностью более 100 кВт требуется строительство гидротехнического сооружения, спроектированного индивидуально для каждой реки. Для мощности менее 100кВт строительство гидротехнического сооружения, но для установки погружного гидроагрегата требуется глубина реки не более 1,5 м без промерзания. Применение свободнопоточной ГЭС ограничено по сезонности применения (необходимо отсутствие льда на реке).

Применение каждой из них теоретически возможно, но не всегда выгодно. Далее будет рассмотрено возможность их применения, эффективность, а также целесообразность на севере Красноярского края. Рассмотрены элементы вспомогательного оборудования, которое необходимо для функционирования систем.

## **2 Анализ энергетического потенциала поселка и выбор наиболее эффективного ВИЭ для исследуемого поселка**

### **2.1 Общие сведения о селе Хатанга**

В ходе дальнейшей работы рассмотрим село Хатанга, которое является административным центром Хатангского сельского поселения, расположенного в восточной части полуострова Таймыр. В сельское поселение, кроме Хатанги, входят поселки Жданиха, Катырык, Каяк, Кресты, Новая, Новорыбная, Попигай, Сындасско, Хета. От села Хатанга до краевого центра, города Красноярска, — 2,2 тыс. км. Площадь сельского поселения составляет около 336,4 тыс. кв. км. До Хатанги можно добраться авиацией: в селе действует крупный аэропорт, авиарейсы осуществляются один раз в неделю из Норильска и Красноярска. В период навигации до Хатанги можно добраться по воде. По оценке Федеральной службы государственной статистики, на 1 сентября 2022г., в селе 2 645 человек. В Хатанге проживают представители этносов коренных малочисленных народов Севера: долганы, ненцы, нганасаны, эвенки, энцы.

Хатанга расположена в зоне лесотундры, климат близок к арктическому. Снежный покров лежит 8—9 месяцев в году. Большую часть территории поселения занимают ледники, вечная мерзлота, низменности и арктическая тундра. Горы Бырранга пересекают территорию поселения, а к востоку от Енисея тянутся хребты горного кряжа Путорана.

На южной части Таймырской низменности, где находятся поймы рек Хета и Хатанга, расположены лиственничные леса, которые постепенно переходят в осоково-кустарниковые тундры. В Хатанге находятся самые северные в мире лиственничные леса, состоящие из даурской лиственницы.

К уникальным рукотворным объектам в Хатанге относится единственная в мире ледозащитная дамба, которая возводится в морском порту ежегодно и служит надежной защитой судов от ледохода.

Бассейны рек Хатанга и Котуй богаты природным газом и нефтью, каменным углем. Огромный спектр полезных ископаемых таится в отрогах гор Путорана и Анабарской возвышенности: медно-никелевые, свинцовые руды, самородное железо, слюда, гипс, драгоценные камни. Но особенно богаты недра расположенной на территории Хатангского края знаменитой Попигайской котловины, где обнаружено месторождение технических алмазов, золота, а также металлы платиновой группы.

В настоящее время Хатанга — благоустроенное село, в котором действуют аэропорт, принимающий большегрузные самолеты, морской порт, полярная геологическая разведывательная экспедиция, шахта, которая разрабатывает Каякское месторождение каменного угля. В поселении работают почтовое отделение и узел связи, предприятия ЖКХ, магазины. Сельское хозяйство представлено исконными промыслами коренных народов Севера.

В Хатангском поселении работают три средних и две начальные школы, одна начальная и две средних школы-интерната, три школы — детских сада, центр детского творчества, 10 детских садов. Сбор тундровых детей в школы-интернаты

обычно начинается в конце августа. В поселении открываются два летних детских лагеря: «Полюс» и «Кыбырт».

В сеть учреждений культуры входят центр народного творчества, информационный центр «Хатанга», сельские дома культуры, библиотеки.

Медицинскую помощь населению оказывают в Таймырской районной больнице № 1, расположенной в селе Хатанга, и в трех ее филиалах в поселках Хета, Новорыбное, Сындасско, в фельдшерско-акушерских пунктах.

Жители поселения работают на действующих предприятиях, занимаются рыболовством и оленеводством, работают в учреждениях бюджетной сферы, занимаются предпринимательством.

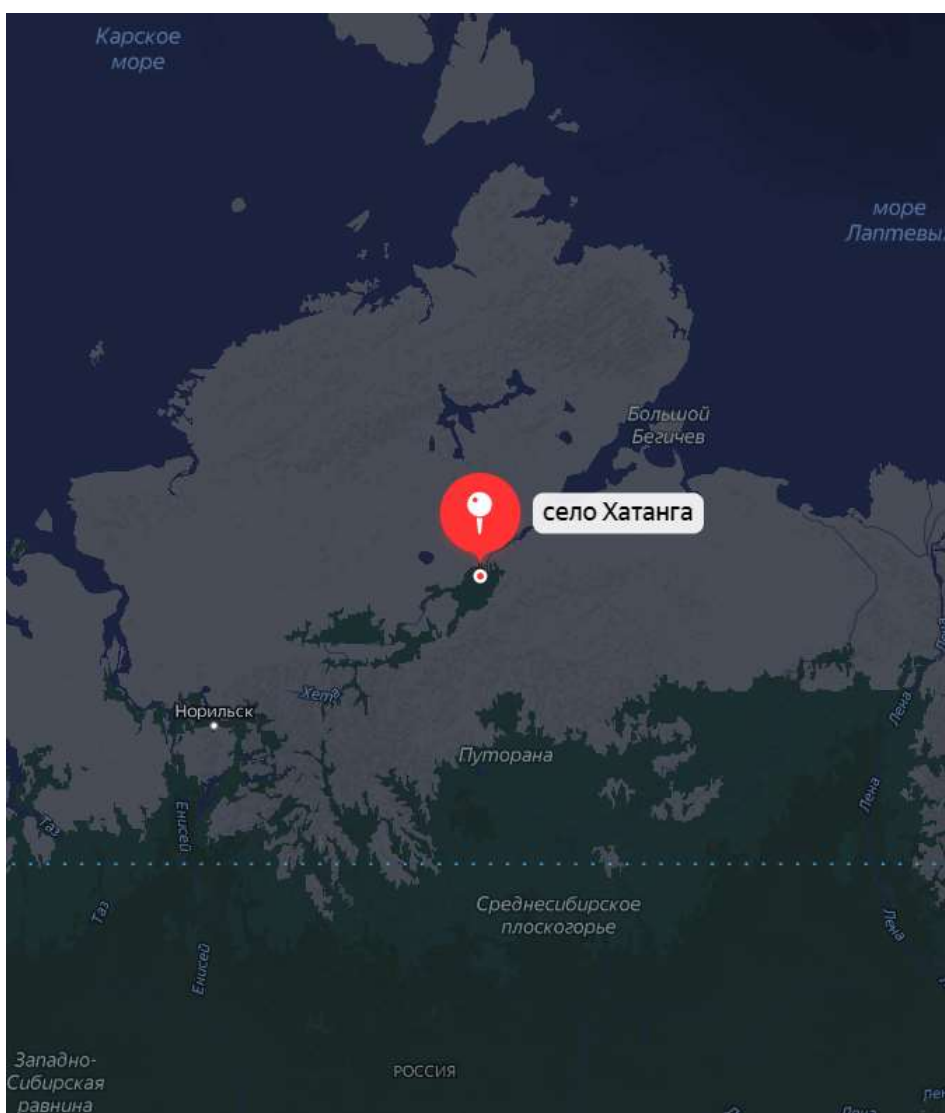


Рисунок 7 – Село Хатанга на карте

## 2.2 Климатическая характеристика

В районе села Хатанга климат близок к арктическому (субарктический континентальный), с продолжительной зимой, сильными морозами и коротким летом. Погода крайне изменчива, характерны сильные колебания температуры. Среднемесячная температура представлена на таблице 3 [7, с. 7].

Полярная ночь на широте с.Хатанга длится с 10.11 по 1.02, полярный день с 13.05 по 6.08.

Среднегодовая температура воздуха отрицательна и составляет -13,0 °С (табл.3). Наиболее теплыми месяцами года являются июнь, июль и август, самый теплый месяц – июль со средней температурой +10-15°С.

В летнее время температура воздуха в центральной части и на юге сельского поселения Хатанга может достигать +30° С, случается жара до +37 °С. Вообще для летних месяцев здесь характерны особенно резкие колебания температуры воздуха, в течение всего теплого периода года возможны заморозки. Безморозный период длится 50-98 дней (июнь-сентябрь).

Переход температуры воздуха через 0° весной происходит в среднем 6 июня, осенью – 21 сентября. Во второй половине сентября средняя температура держится уже ниже 0°С, к этому времени на реках появляются забереги.

С первых чисел октября устанавливается зима, реки замерзают и начинаются снежные метели. Средние температуры зимних месяцев составляют около -30 °С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха -33° и частыми метелями. Минимальные температуры зимой падают до -60°С.

Продолжительность периода со среднесуточными температурами воздуха ≤ 0° составляет в среднем 258 дней.

Таблица 3 – Среднемесячные и среднегодовые показатели температуры

Показатель	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Ср. температура	-33.2	-31.2	-21.6	-17.6	-6.8	+5.0	+12.2	+9.5	+1.4	-12.8	-26.2	-30	-13
Абсолютный max	-2.4	-0.3	+3.0	+8.8	+20.4	+31.5	+36.7	+29.9	+24.2	+11.9	+2.2	-0.2	+36.7
Абсолютный min	-59	-55.9	-52	-42.9	-30.4	-14.3	-0.7	-3.2	-18.6	-39.9	-51	-58.7	-59

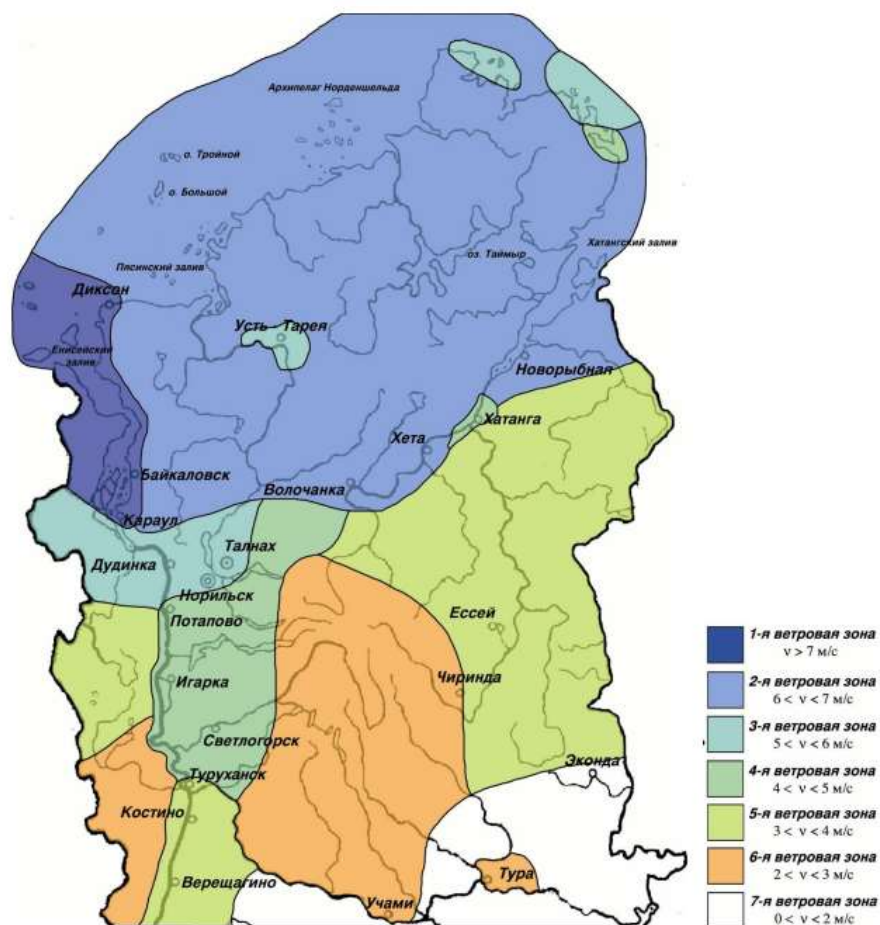


Рисунок 8 – Районирование Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам. Северные районы Красноярского края

На рисунке 8 [8, с. 30] представлено районирование севера Красноярского края по ветровым зонам, из него видно, что Хатанга находится в четвертой зоне, соответствующее от 4 до 5 м/с. Данные по среднемесячной и среднегодовой скорости ветра из таблицы 4 подтверждают это.

Таблица 4 – Среднемесячные и среднегодовые показатели скорости ветра

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Скорость ветра	4,6	4,5	4,7	5,2	4,9	5,3	4,9	4,8	4,7	4,7	4,2	4,7	4,8



Рисунок 9 – Карта интенсивности удельной суточной дозы солнечного излучения

В районе Хатанге уровень инсоляции составляет 1,5-2 кВтч/м<sup>2</sup>/сутки, что характерно для северной части Красноярского края. Продолжительность солнечного сияния характерная для северных районов составляет 1200 ч/год. Использование же солнечной энергии целесообразно при годовой продолжительности сияния больше 2000 ч/год и солнечной радиации не менее 1000 кВтч/м<sup>2</sup>/сутки [9, с. 24].

Несмотря на то, что село расположено на реке Хатанга, строительство миниГЭС невозможно в связи с малым уровнем воды в реке, который составляет 1,5-2 м в 8 месяцев в году и 2,5 – 5,5 м в 4 месяца навигации и из-за малого уровня воды происходит ее замерзание.

Река Хатанга и ее притоки сегодня в основном используются как транспортные артерии, связанные с Северным Морским путём, а его значение трудно переоценить. Река судоходна для морских судов от с.Хатанга до устья. В период навигации осуществляется регулярный заход морских судов в р.Хатангу. Хатангский морской торговый порт производит погрузоразгрузочные работы и транспортировку энергоносителей и генеральных грузов при «северном завозе».

Основной задачей порта является снабжение грузами со стороны моря получателей, расположенных в бассейне реки Хатанга с притоками Котуй, Хета, Попигай.

Годовое количество осадков в тундровой зоне составляет 200-357 мм, из них максимум приходится на теплое время года и выпадает в виде дождей. С летними месяцами (июнь, июль, август) связано наибольшее количество осадков – 24.9, - 43.6 и - 53.0 мм соответственно. С августа наступает устойчивая сухая погода, которая сохраняется обычно до конца сентября. Зимними месяцами с наибольшим количеством осадков в виде снега являются октябрь и март (табл. 5).

Таблица 5 – Распределение осадков по месяцам

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Осадки, мм	14	11	14	14	17	27	41	43	31	29	21	18	280

Таблица 6 – Число дней с твердыми, жидкими и смешанными осадками

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Твердые, мм	21	20	20	19	17	4	0	0,2	7	23	23	22	174
Смешанные, мм	0	0	0,1	0,5	3	5	0,5	1	6	3	0,1	0,1	20
Жидкие, мм	0	0	0	0,1	1	9	16	18	9	1	0	0	54

Снежный покров устанавливается в конце сентября-начале октября, сходит он в первой половине июня. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова - 29 сентября, его полного разрушения – 4 июня.

Таблица 7 – Число дней с твердыми, жидкими и смешанными осадками

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Число дней со снегом	31	28	31	30	28	4	0	0,3	7	29	30	31	249
Ср. высота, см	30	35	41	44	30	1	0	0	1	11	19	24	23,6
Макс. высота, см	63	73	73	77	83	53	7	5	25	39	45	57	83

Глубина снежного покрова в тундре – 25-40 см, в понижениях болот – 60-80 см, на облесенных участках высота снежного покрова местами достигает 2 м и более. На затененных и вогнутых склонах снежники сохраняются все лето. Продолжительность залегания снежного покрова (табл. 7) – 240-260 дней (8-9 месяцев в году). Начало весеннего половодья приходится на конец мая месяца-начало июня, продолжается оно до второй половины июля. Этот период времени сопровождается частыми дождями. Речная навигация начинается с 15-20 июня и заканчивается 1-5 октября. Морская навигация возможна с 1 августа при освобождении залива ото льда. Для района с.Хатанга характерны частые ветры, особенно зимой. Сильные ветры способствуют перераспределению снега, что отражается на формировании микроклимата и на распределении растительности, обуславливают жесткость климата. Среднегодовая скорость ветра составляет 4,3 м/с.

Из местных источников топлива имеется только бурый уголь, используемый на котельных, но его применение не соответствует критерию экологичности.

### 2.3 Краткое описание автономной системы электроснабжения поселка

Электроснабжение с.Хатанга технологически не связано с Единой энергетической системой РФ. Объекты электроснабжения эксплуатируются двумя предприятиями: МУП «Хатанга-Энергия» и МУП «Полярная ГРЭ». Суммарная мощность 17 электрогенерирующих установок в с.Хатанга составляет 7695 кВт, из которых 9 находятся на балансе МУП «Хатанга-Энергия», 8 – на балансе МУП «Полярная ГРЭ» [7, с. 57].

Сетевое хозяйство состоит из линий электропередач 6 кВ и 0,4 кВ в воздушном и кабельном исполнении. Суммарная протяженность сетей составляет 41,17 км:

- МУП «Полярная ГРЭ» – 13,17 км, в том числе в кабельном исполнении 9,47 км, в воздушном – 3,7 км.

- МУП «Хатанга-Энергия» – 28 км, в том числе в кабельном исполнении 23 км, в воздушном – 5 км. На территории с.Хатанга располагается 28 трансформаторных подстанций, суммарная трансформаторная мощность составляет 13221 кВА. [7, с. 58]

Таблица 8 – Характеристика дизельных электростанций по эксплуатирующим организациям

Организация	Марка дизель-генераторов	Количество	Суммарная мощность, кВт
МУП «Хатанга-Энергия»	ДГ-73	4	630х4
	ДГ-72	2	800х2
	«Шкода»	3	350х3
	Балансовая мощность		5170
МУП «Хатанга-Энергия»	ДГ-320	4	320х4
	ДГ-315	3	315х3
	ДГ-300	1	300х1
	Балансовая мощность		2525

Средняя ресурсоемкость производства электроэнергии по с.Хатанга составляет 3,5 тыс. кВт\*ч/т дизельного топлива. Годовая потребность в дизельном топливе на электроснабжение можно оценить в 3700 тонн.

На территории с.Хатанга имеются аварийные ДЭС, находящиеся на балансе МУП «Хатанга-Энергия», суммарная мощность которых составляет 1112 кВт. В целом по электрогенерирующим объектам с.Хатанга более 50% дизельных установок выработали свой ресурс и требуют замены либо капитального ремонта. Электрические сети имеют физический износ более 60% [7, с. 58].





Рисунок 10 – Карта поселка со схемой электроснабжения

## 2.4 Выводы по главе 2

В исследуемом поселке с климатом приближенному к арктическому развитие солнечной энергетики является не целесообразным по количеству часов солнечного сияния в селе Хатанга число часов солнечной активности составляет 1200 ч/год, при минимально целесообразном числе часов солнечной инсоляции в 2000 ч/год, а также значительные осадки в виде снежного покрова увеличивает вероятность требуемого обслуживания и чистки.

Постройка ГЭС мощностью менее 100 кВт технически осложнена малым уровнем воды и ее замерзанием, а постройка плотины для ГЭС мощностью выше 100кВт не возможна так как река используется как транспортная артерия.

Проанализировав выше перечисленное, доступными к рассмотрению возобновляемым источником энергии – ветроэнергетические установки так как скорость ветра составляет 4,3 м/с, что превышает скорость трогания ветряка и позволяет применить данный вид ресурса.

Далее рассмотрим эффективность от внедрения ветроэнергетических установок в СЭС с текущей установленной мощностью генерирующих устройств 7695 кВт и максимумом нагрузки в 6800 кВт.

### 3 Выбор оборудования и моделирование работы системы электроснабжения

Сочетание надежного источника энергии - дизель-генератора и нестабильного возобновляемого источника энергии позволяет создать универсальные энергокомплексы с хорошими технико-экономическими показателями, которые обеспечивают надежное электроснабжение различных децентрализованных объектов.

Энергетический комплекс с двумя источниками энергии может покрывать потребности в электроэнергии в разное время и сокращать использование дизельных генераторов за счет возобновляемых источников энергии.

Отключение дизель-генераторов в периоды, когда скорость ветра близка или превышает номинальную скорость ветрогенератора, возможно, но требует более сложного состава гибридного энергокомплекса и алгоритмов управления его элементами. Это позволяет сократить использование дизельного топлива и увеличить срок эксплуатации дизель-электростанции.

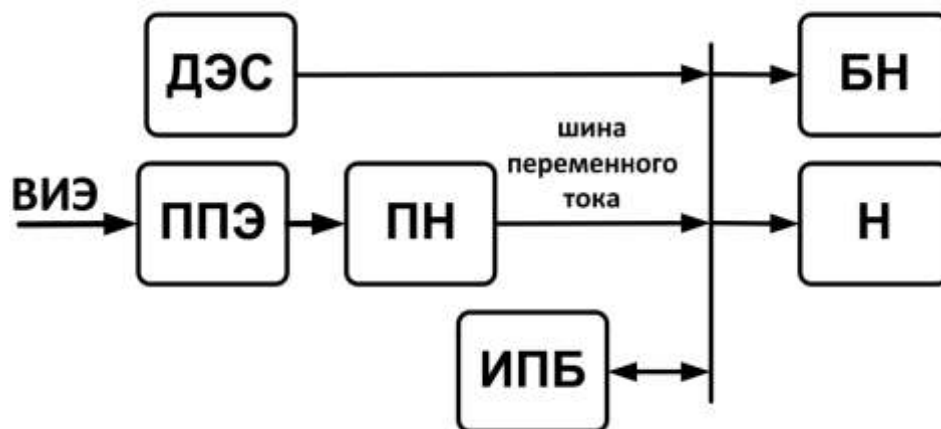


Рисунок 11 – Гибридный энергетический комплекс с дублирующей ДЭС

Обобщенная схема гибридной системы электроснабжения данного типа, представленная на рисунке 11 [9, с. 8], где ДЭС – дизельная электростанция, ППЭ – преобразователь первичного энергоресурса, ПН – преобразователь напряжения, ИБП – источник бесперебойного питания, Н – нагрузка, БН – балластная нагрузка.

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

В период, когда возобновляемые источники энергии имеют высокий потенциал, дизельные генераторы могут быть отключены. Колебания мощности, потребляемой и генерируемой возобновляемыми источниками энергии, могут быть сглажены с помощью запаса энергии, накопленного в аккумуляторных батареях ИБП, что позволяет снизить количество запусков дизельных генераторов.

В гибридных энергетических комплексах, в зависимости от соотношения мощностей дизельных генераторов и установок возобновляемой энергетики, может быть предусмотрена отдельная работа этих источников энергии или их параллельная работа на общую нагрузку в определенных ситуациях.

#### 4 Технико-экономический эффект от внедрения ВИЭ.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 1500 кВт и накопителей энергии произведем по методике, указанной в [8, с. 183] для этого рассчитаем:

1. Стоимость единичной ВЭУ  $C_{ВЭУ}$  (цена завода-изготовителя). Со всем оборудованием минимально необходимым для работы, то есть стоимость самой ВЭУ, башни, а также системы управления и автоматизации, программного обеспечения и т.д.). Исходя из анализа различных источников [19] [20] стоимость 1 Мвт ВЭУ составляет 75 млн. руб.

2. Количество ВЭУ, рекомендуемое к установке, определялось на предыдущем этапе,  $w$ , и указано в таблице 18

3. Стоимость ВЭС  $C_{ВЭС}$ , млн. руб. определяется ценой на ВЭУ конкретного производителя, умноженной на количество ВЭУ в предлагаемом ветропарке:

$$C_{ВЭС} = C_{ВЭУ} \cdot n, \quad (4.1)$$

где  $C_{ВЭУ}$  – стоимость одной ВЭУ, равная 75.

4. Налог на добавленную стоимость НДС. НДС составляет 20 % от закупочной цены товара. НДС распространяется как на отечественных, так и на зарубежных производителей.

$$\text{НДС} = C_{ВЭС} \cdot 0,20, \quad (4.2)$$

где  $C_{ВЭС}$  – стоимость ВЭС.

5. Затраты на страхование груза. Во время транспортировки груза к месту установки возможно возникновение непредвиденных ситуаций, в результате которых может быть нанесен вред транспортируемому грузу. Затраты на страховку  $Z_{СТР1}$  составляют 3 % от стоимости оборудования:

$$Z_{СТР1} = C_{ВЭС} \cdot 0,03, \quad (4.3)$$

6. Таможенные платежи  $Z_{ТАМ}$ . Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей составляет 5% от стоимости оборудования:

$$Z_{ТАМ} = C_{ВЭС} \cdot 0,05 \quad (4.4)$$

7. Затраты на доставку оборудования  $Z_{ДОСТ}$ . Доставка оборудования осуществляется морским путем из Азии в сорокафутовых контейнерах. Для рассмотренных ВЭУ большой мощности доставка до портов Красноярского края будет составлять около 60 тыс. евро за 1 ВЭУ большой мощности (0,9-1,5 МВт). Тогда

затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле

$$Z_{\text{ДОСТ}} = \frac{Z_{\text{ДОСТ1ВЭУ}} \cdot K_{\text{евро}} \cdot n}{1000}, \quad (4.5)$$

где  $Z_{\text{ДОСТ1ВЭУ}}$  – затраты на доставку 1 ВЭУ;

$K_{\text{евро}}$  – курс евро к рублю, равен 80 руб. за евро.

8. Затраты на проектные работы  $Z_{\text{ПР}}$ . Затраты на проектные работы определяются в размере 10 % от стоимости закупаемого оборудования. Данное значение получено в ходе анализа стоимости проектно-монтажных работ компаний Красноярского края.

$$Z_{\text{ПР}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,1 \quad (4.5)$$

9. Затраты на строительство фундамента  $Z_{\text{Ф}}$ . Затраты на строительство фундамента определяются в размере 7 % от закупочной цены оборудования. Данная цена является ориентировочной и может варьироваться в зависимости от типа грунта, типа фундамента и удаленности населенного пункта. Точные затраты на строительство фундамента определяются после проведения изыскательских работ.

$$Z_{\text{Ф}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,07 \quad (4.6)$$

10. Затраты на проведение строительно-монтажных работ  $Z_{\text{СМР}}$ .

Затраты на СМР определяются в размере 10 % от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате анализа стоимости проектно-монтажных работ компаний Красноярского края. Эти затраты также уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

$$Z_{\text{СМР}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,1 \quad (4.7)$$

11. Затраты на страховку при проведении СМР  $Z_{\text{СТР2}}$ . При проведении СМР рекомендуется производить страховку оборудования на случай его повреждения неправильным действием персонала или форс-мажорными обстоятельствами. Стоимость страховки при СМР составляет 2 % от стоимости оборудования:

$$Z_{\text{СТР2}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,02 \quad (4.8)$$

12. Затраты на строительство подстанции и ЛЭП  $Z_{\text{ЛЭП}}$ . Большие объекты ветроэнергетики располагаются на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных линий напряжением 6-10 кВ. В представленном модельном ряде не имеется ВЭУ, генерирующих выходное напряжение в данном диапазоне. Для подключения ВЭС к сети электроснабжения поселка требуется возведение отдельной трансформаторной подстанции. Пункт «Строительство подстанции» предполагает следующие статьи затрат:

- покупка силового трансформатора;
- покупка оборудования для РУ;
- доставка оборудования до места установки;
- строительство здания трансформаторной подстанции;
- монтаж оборудования;
- прокладка линии электропередач до населенного пункта.

Стоимость трансформаторной подстанции может меняться в зависимости от места установки, особенностей рельефа и типа применяемого оборудования. Произведены расчеты нескольких вариантов трансформаторных подстанций. Предполагается, что ВЭС устанавливается в пределах 2 км от населенного пункта. Принято решение усреднить предлагаемую стоимость трансформаторной подстанции в размере 8, 10 и 12 млн руб. для подстанций с двумя, тремя и четырьмя ВЭУ.

13. Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС  $Z_{\text{СО}}$ . Для обслуживания ВЭС группой специалистов, проведения плановых и аварийных ремонтов требуется закупка специализированного оборудования. Поскольку наиболее перспективные территории для строительства ВЭС большой мощности располагаются на севере Красноярского края, следует учитывать, что сотрудникам, выполняющим обслуживание и ремонтные работы на станции, придется работать в суровых климатических условиях. Рекомендуются закупка следующего оборудования:

- вахтовый автобус Урал 325512-0010-41 с лебедкой и краном или его аналог;
- диагностическое оборудование;
- инструменты;
- спецодежда и др.

Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат в размере 5 млн руб.

14. Дополнительные затраты и риски  $Z_{\text{доп}}$ . При проведении изыскательских, проектных и строительно-монтажных работ могут возникать непредвиденные дополнительные расходы, связанные с затратами на доставку оборудования и персонала, выездом зарубежных специалистов, повреждением оборудования, вопросами совместимости оборудования и другими видами непредвиденных ситуаций. Для учета данных о непредвиденных обстоятельствах предлагается использовать графу «Риски». Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для ветропарков из ВЭУ мощностью 1500 кВт в размере 15 млн руб.

15. Капитальные (приведенные) затраты  $K_1$  на строительство ветропарков из ВЭУ большой мощности определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

$$K_1 = C_{ВЭС} + НДС + Z_{СТР1} + Z_{ТАМ} + Z_{ДОСТ} + Z_{Ф} + Z_{СМР} + Z_{СТР2} + Z_{ЛЭП} + Z_{СО} + Z_{СТ} + Z_{ДОП} \quad (4.9)$$

16. Стоимость накопителей энергии  $C_{НАКОП}$ , млн. руб. определяется ценой на накопители конкретного производителя за 1 МВтч [21], [13], [22], умноженной на требуемую емкость:

$$C_{НАКОП} = C_{1МВТч} \cdot E, \quad (4.10)$$

где  $C_{1МВТч}$  – стоимость накопителей энергии за 1 МВтч, равная 40 млн. руб.

$E$  – емкость накопителей энергии в МВтч.

17. Налог на добавленную стоимость НДС. НДС составляет 20 % от закупочной цены товара. НДС распространяется как на отечественных, так и на зарубежных производителей.

$$НДС_{НАКОП} = C_{НАКОП} \cdot 0,20, \quad (4.11)$$

где  $C_{НАКОП}$  – стоимость системы накопителей энергии.

18. Затраты на страхование груза. При транспортировке груза к месту установки возможно возникновение непредвиденных ситуаций, в результате которых может быть нанесен вред транспортируемому грузу. Затраты на страховку  $Z_{СТР1}$  составляют 3 % от стоимости оборудования:

$$Z_{НСТР1} = C_{НАКОП} \cdot 0,03 \quad (4.12)$$

19. Таможенные платежи  $Z_{ТАМ}$ . Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Так как оборудование отечественного производства данную статью не учитываем.

20. Затраты на доставку оборудования  $Z_{ДОСТ}$ . Доставка оборудования осуществляется морским путем из европейской части нашей страны морским путем в двадцатифутовых контейнерах. Для накопителей энергии доставка до портов Красноярского края будет составлять около 5 тыс. евро за 1 МВтч емкости. Тогда затраты на доставку накопителей для строительства ветропарка будут определяться по формуле

$$Z_{НДОСТ1} = \frac{Z_{ДОСТ1МВТчН} \cdot K_{ЕВРО} \cdot n}{1000} \quad (4.13)$$

где  $Z_{НДОСТ1}$  – затраты на доставку 1 МВтч накопителей;

$K_{ЕВРО}$  – курс евро к рублю, равен 80 руб. за евро.

21. Затраты на проектные работы  $Z_{\text{ПР}}$ . Затраты на проектные работы определяются в размере 5 % от стоимости закупаемого оборудования. Данное значение получено в ходе анализа стоимости на проектные работы компаний Красноярского края.

$$Z_{\text{НПР}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,05 \quad (4.13)$$

22. Затраты на строительство фундамента  $Z_{\text{НФ}}$ . Затраты на строительство фундамента определяются в размере 7 % от закупочной цены оборудования. Данная цена является ориентировочной и может варьироваться в зависимости от типа грунта, типа фундамента и удаленности населенного пункта. Точные затраты на строительство фундамента определяются после проведения изыскательских работ.

$$Z_{\text{НФ}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,07 \quad (4.14)$$

23. Затраты на проведение строительно-монтажных работ  $Z_{\text{НСМР}}$ .

Затраты на СМР определяются в размере 5 % от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате анализа стоимости проектно-монтажных работ компаний Красноярского края. Эти затраты также уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

$$Z_{\text{НСМР}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,05 \quad (4.15)$$

24. Затраты на страховку при проведении СМР  $Z_{\text{НСТР2}}$ . При проведении СМР рекомендуется производить страховку оборудования на случай его повреждения неправильным действием персонала или форс-мажорными обстоятельствами. Стоимость страховки при СМР составляет 2 % от стоимости оборудования

$$Z_{\text{НСТР2}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,02 \quad (4.16)$$

25. Капитальные (приведенные) затраты  $K_{\text{Н1}}$  на строительство накопителей энергии определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

$$K_{\text{Н1}} = C_{\text{НАКОП}} + \text{НДС}_{\text{НАКОП}} + Z_{\text{НСТР1}} + Z_{\text{НДОСТ}} + Z_{\text{НФ}} + Z_{\text{НСМР}} + Z_{\text{НСТР2}} \quad (4.17)$$

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка. Для определения технико-экономических показателей ВЭУ в составе ветропарков используются основы методики, предложенной в [8, с. 184]. Для децентрализованных населенных пунктов

северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью 1500 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка  $W_{\text{общ}}$ , МВт·ч.  $W_{\text{общ}}$  определяется на основе данных максимума нагрузки и суточного графика нагрузки;

2. Ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ  $W_{\text{ВЭУ}}$ , МВт·ч.  $W_{\text{ВЭУ}}$  определяется на основе технических характеристик ВЭУ и данных о значениях скорости ветра.

3. Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ  $Q_{\text{ВЭУ}}$ , Гкалл.

Электроэнергия, выработанная ВЭУ, может быть преобразована в тепловую энергию с помощью электробойлерных или электрических обогревателей. Такой вариант использования ВЭУ возможен в населенных пунктах, где в силу каких-либо причин имеется высокая себе стоимость вырабатываемой тепловой энергии. Подобранный состав ВЭУ, состоящий из  $n$  установок, будет вырабатывать электрическую энергию для электрической нагрузки. Каждая ВЭУ, свыше указанной мощности ВЭС, будет производить электрическую энергию, которую возможно будет преобразовать в тепловую. Соотношение электрической и тепловой энергии определяется по формуле

$$Q_{\text{ВЭУ}} = W_{\text{ВЭУ}} \cdot 0,8, \quad (4.17)$$

где  $W_{\text{ВЭУ}}$  – ежегодная выработка ВЭУ, определяется по расчетной модели.

4. Ежегодная выработка электроэнергии ветропарком  $W_{\text{ВЭС}}$ , МВт·ч.  $W_{\text{ВЭС}}$  определяется как суммарная выработка всех установленных ВЭУ:

$$W_{\text{ВЭС}} = W_{\text{ВЭУ}} \cdot n, \quad (4.18)$$

5. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС  $I_{\text{ЭК}}$ , руб/год.

Для поддержания работоспособности ВЭУ требуется проведение плановых и аварийных ремонтов. За ветрогенераторами и сетевым оборудованием требуется постоянный присмотр, так как сильные ветры могут повредить линии электропередач. Для поддержания работоспособности ВЭС предлагается использовать двух дежурных электромонтеров, с заработной платой 95 тыс. руб/мес. Фонд заработной платы  $\Phi_{\text{ЭП}}$  без учета ЕСН составит 2280 тыс. руб/год на каждую ВЭС. Размер ЕСН (27,1 %) в данном случае составит 617880 руб/год [8, с. 187].

При проведении плановых ремонтов требуется набор запасных частей и прочих расходных материалов  $Z_{\text{РАСХ}}$ . Затраты на закупку запасных частей определяются типом ВЭУ и установленной мощностью. Для ВЭУ большой и средней мощности 1,5 МВт в результате анализа технических данных были определены следующие ежегодные издержки на закупку расходных материалов для ВЭУ 1,5 МВт составляют 5,2 млн. руб. Проведение плановых и аварийных ремонтов будет сопровождаться дополнительными расходами  $Z_{\text{ДР}}$ , руб/год, которые будут в себя включать:



- расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
- расходы на обслуживание спецтехники;
- аренду крановой техники;
- расходы на проживание персонала;
- прочие расходы.

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем  $Z_{\text{ДР}}$  в размере 5 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк. Затраты на риски  $Z_{\text{РИСК}}$  руб/год в основном предполагают, что определенная часть денежных средств будет потрачена на аварийные ремонты. Аварийные ремонты возникают в процессе эксплуатации оборудования, и чем больший срок эксплуатации оборудования, тем чаще оно выходит из строя. Предлагается  $Z_{\text{РИСК}}$  для ВЭУ, усреднить до размера 3 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк [8, с. 188].

Тогда ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле

$$I_{\text{ЭК}} = \Phi_{\text{ЗП}} \cdot n + \text{ЕСН} + Z_{\text{РАСХ}} + Z_{\text{ДР}} + Z_{\text{РИСК}}, \quad (4.19)$$

где  $\Phi_{\text{ЗП}}$  – фонд заработной платы, 2280 тыс. руб.,

$\text{ЕСН}$  – ЕСН 27,1%, 617,9 тыс. руб.,

$Z_{\text{РАСХ}}$  – стоимость расходных материалов, 5,2 млн. руб.,

$Z_{\text{ДР}}$  – сумма дополнительных расходов, 5млн. руб.,

$Z_{\text{РИСК}}$  – затраты на риски, 3 млн. руб.

6. Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией  $C_{\text{ВЭС}}$ , руб/кВт·ч. Себестоимость электрической энергии является одним из ключевых показателей эффективности внедрения ВЭУ. Себестоимость электроэнергии зависит от ежегодных издержек обслуживания ВЭС и срока службы ВЭУ и согласно [8, с. 189] определяется по формуле

$$C_{\text{ВЭС}} = \frac{K_1 + K_{\text{Н1}} + I_{\text{ЭК}} \cdot T_{\text{СЛ}}}{W_{\text{ВЭС}} \cdot T_{\text{СЛ}}}, \quad (4.20)$$

где  $T_{\text{СЛ}}$  – срок службы ВЭУ, лет.

7. Объем «вытесненного» дизельного топлива  $V$ , л. Внедрение ВЭУ приведет к уменьшению топливной составляющей при производстве электроэнергии для децентрализованного потребителя. Один из ключевых показателей эффективности внедрения ВЭУ – это объем «вытесненного» дизельного топлива, на который уменьшается потребление ДЭС за счет электроэнергии, производимой ВЭУ. За основу данного расчета взято усредненное потребление топлива дизельными генераторами на производство электрической энергии описанное в начале данной

главы. Тогда объем вытесненного дизельного топлива по результатам модели составит:

$$\begin{aligned} V_I &= 1704031,2 \text{ л,} \\ V_{II} &= 2070728,4 \text{ л,} \\ V_{III} &= 1260291,6 \text{ л,} \\ V_{IV} &= 1715665,2 \text{ л.} \end{aligned} \tag{4.20}$$

8. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива  $\text{Ц}_{\text{ДТ}}$ , руб/л. Стоимость дизельного топлива взята на основе анализа данных в размере 100 тыс. руб [26]. Данные предоставлены в расчете за 1 т дизельного топлива (1 т дизельного топлива по объему соответствует 1200 л). Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб/л) используется формула

$$\text{Ц}_{\text{ДТ}} = \frac{\text{Ц}_{\text{ДТГ}}}{1200}, \tag{4.21}$$

где  $\text{Ц}_{\text{ДТГ}}$  – цена за 1 т дизельного топлива, 100 тыс.руб.

9. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу  $\text{З}_{\text{ДТ}}$ , руб. Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии.  $\text{З}_{\text{ДТ}}$  определяется по формуле.

$$\text{З}_{\text{ДТ}} = \text{Ц}_{\text{ДТ}} \cdot V \tag{4.22}$$

10. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ КУ, о.е. Данный коэффициент показывает, насколько установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы

$$K_y = \frac{W}{P_{\text{ном}} \cdot T} \tag{4.23}$$

где  $W$  – Максимальная выработка энергии ВЭУ за время  $T$ , кВтч;

$P_{\text{ном}}$  – установленная мощность ВЭУ, кВт.

11. Удельная выработка электрической энергии ВЭУ  $W_{\text{уд}}$ , кВт·ч/кВт. Данный параметр указывает на объем вырабатываемой электрической энергии ВЭС, состоящей из конкретных ветроэнергетических установок.  $W_{\text{уд}}$  определяется по формуле

$$W_{уд} = \frac{W_{ВЭУ}}{P_{ВЭУ}} \quad (4.24)$$

12. Удельные затраты на строительство ВЭС  $Z_{уд}$ , руб/кВт.

Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС, состоящих из ветрогенераторов конкретного производителя.  $Z_{уд}$  определяется по формуле

$$Z_{уд} = \frac{K_1 + K_{Н1}}{P_{ВЭУ} \cdot n} \quad (4.25)$$

13. Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветродизельной системы  $C_{комб}$ , руб/кВт·ч. Стоимость электрической энергии, производимой ДЭС, является экономически обоснованной устоявшейся величиной, утвержденной РЭК.  $C_{комб}$  определяется по формуле

$$C_{комб} = \frac{W_{ВЭС} \cdot C_{ВЭС} + (W_{общ} - W_{ВЭС}) \cdot T_{ДЭС}}{W_{общ}} \quad (4.26)$$

где  $T_{ДЭС}$  – существующий отпускной тариф ДЭС, кВт·ч;

14. Коммерческая наценка  $H$ , руб. Для создания благоприятного инвестиционного климата предлагается заложить рекомендуемую коммерческую наценку, которую инвестор может иметь в качестве прибыли. Рекомендуемая коммерческая наценка составляет 20% от разницы между существующим тарифом и себестоимостью электрической энергии от ВЭС и определяется по формуле:

$$H = (T_{ДЭС} - C_{ВЭС}) \cdot W_{ВЭС} \cdot 0,2 \quad (4.27)$$

15. Срок окупаемости ВЭС  $T_{ок}$ , лет. Срок окупаемости рассчитан исходя из предложения, что электрическая энергия от ВЭС на период окупаемости отпускается по текущему тарифу на электрическую энергию для конкретного потребителя.  $T_{ок}$  определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

$$T_{ок} = \frac{K_1 + K_{Н1}}{W_{ВЭС}(T_{ДЭС} - C_{ВЭС}) - H} \quad (4.28)$$

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, сведены в таблицу 19.

Таблица 20 – Капитальные затраты на строительство ветропарка

Показатель	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
Стоимость 1 ВЭУ Цвэу, млн. руб.	75	75	75	75
Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт.	3	4	2	3
Стоимость ВЭС Цвэс, млн. руб.	225	300	150	225
НДС (20 %), млн. руб.	45	60	30	45
Страховка ЗСТР1, млн. руб.	6,75	9	4,5	675
Таможенные платежи ЗТАМ, млн. руб.	11,25	15	7,5	11,25
Доставка ЗДОСТ, млн. руб.	14,4	19,2	9,6	14,4
Проект ЗПР ВЭУ, млн. руб.	2,25	3	1,5	2,25
Строительство фундамента Зф, млн. руб.	15,75	21	10,5	15,75
СМР ЗСМР, млн. руб.	2,25	3	1,5	2,25
Страховка при СМР 2 %, ЗСТР2, млн. руб.	4,5	6	3	4,5
Строительство подстанции, ЛЭП Злэп, млн. руб.	10	12	8	10
Закупка спецтехники ЗСО, млн. руб.	5	5	5	5
Риски Здоп, млн. руб.	15	15	15	15
Капитальные затраты на строительство ВЭУ К, млн. руб.	357,15	468,2	246,2	357,15
Стоимость 1 МВт СНЭ Цнакоп, млн. руб.	40	40	40	40
Рекомендуемая емкость СНЭ W, МВтч.	2	2	2,5	2,5
Стоимость СНЭ Цнакоп, млн. руб.	80	80	100	100
НДС (20 %), тыс. руб.	16	16	20	20
Страховка ЗСТР1, млн. руб.	2,4	2,4	3	3
Таможенные платежи ЗТАМ, млн. руб.	0	0	0	0
Доставка ЗДОСТ, млн. руб.	0,8	0,8	1	1
Проект ЗПР СНЭ, млн. руб.	0,4	0,4	0,5	0,5
Строительство фундамента Зф, млн. руб.	5,6	5,6	7	7
СМР ЗСМР, млн. руб.	4	4	5	5
Страховка при СМР 2 %, ЗСТР2, млн. руб.	1,6	1,6	2	2
Капитальные затраты на строительство К, млн. руб.	110,8	110,8	138,5	138,5
Суммарные капитальные затраты на строительство Ксум, млн. руб.	467,95	579	384,7	495,65

Таблица 21 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

Показатель	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$ , МВт·ч	7188,8	9585	4792,5	7188,8
Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, руб/год	617880	617880	617880	617880
Себестоимость Электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$ , руб/кВт·ч	5,48	4,81	7,04	5,63
Объем «вытесненного» дизельного топлива $V$ , л	1704031,2	2070728,4	1260291,6	1715665,2
Стоимость дизельного топлива $Ц_{дт}$ , руб/л	83,33	83,33	83,33	83,33
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $З_{дт}$ , руб.	141996919,9	172553797,6	105020099	142966391,1
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $K_u$ , о.е.	0,18	0,18	0,18	0,18
Удельная выработка ВЭУ $W_{уд}$ , кВт·ч/кВт	1,5975	1,5975	1,5975	1,5975
Удельные затраты на строительство $З_{уд}$ , руб/кВт	103988,89	96500	128200	110144,44
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$ , руб/кВт·ч	37,11	31,63	42,58	37,16
Коммерческая наценка $H$ (20 %), руб.	67603475,2	91421730	43573410	67387811,2
Срок окупаемости $T_{ок}$ , лет	1,73	1,58	2,21	1,84

В результате технико-экономической оценки получаем, что наиболее выгодный вариант по сроку окупаемости вариант два состоящий из четырех ветроэнергетических установок фирмы SANY SE9315 (Китай) единичной мощностью 1500 кВт и системы накопления энергии «Лиотех» емкостью 2000 кВтч для него срок окупаемости составит 1,58 лет

## Выводы по главе 4

В главе произведена технико-экономическая оценка ВЭУ различной суммарной мощности для села Хатанга. В результате получили, что данное внедрение возможно и приведет к существенному снижению объемов сжигаемого дизельного топлива и снижению тарифов на электроэнергию, что может способствовать развитию местного частного предпринимательства (оленоводство, рукоделие, этнические ремесла) и дальнейшему развитию Северного морского пути. Выполнено обоснование строительства ВЭС в селе Хатанга. В настоящее время основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива – 3700 т в год.

Для реализации проекта выбран набор оборудования, состоящий из четырех ветроэнергетических установок фирмы SANY SE9315 (Китай) единичной мощностью 1500 кВт и системы накопления энергии «Лиотех» емкостью 2000 кВтч, тогда срок окупаемости проекта составит 1,58 года и будет экономить 34,5% дизельного топлива в год или 2 млн литров. Полный список оборудования приведен в приложении А. Карта с предполагаемым размещением ВЭУ указана в приложении Б.

## Заключение

1. В ходе работы были описаны основные конструкции фотоэлектрических и ветроэнергетических установок, и требования для малой гидроэнергетики. А также данные, которые помогли в дальнейших сравнениях.

Применение каждого из возобновляемых источников теоретически возможно, но не всегда выгодно. При рассмотрении условий их применения, эффективность, а также целесообразности на севере Красноярского края доступными к дальнейшему рассмотрению стали ветроэнергетические установки так как среднегодовая скорость ветра в заданном регионе составляет 4,3 м/с, что превышает скорость трогания ветряка и позволяет применить данный вид ресурса.

2. Развитие солнечной энергетики в данном регионе является не целесообразным по количеству часов солнечного сияния в селе Хатанга число часов солнечной активности составляет 1200 ч/год, при минимально целесообразном числе часов солнечной инсоляции в 2000 ч/год.

Постройка ГЭС мощностью менее 100 кВт технически осложнена малым уровнем воды, замерзанием реки, а постройка плотины для ГЭС мощностью выше 100кВт не возможна так как река используется как транспортная артерия.

3. В процессе моделирования был произведен выбор вариантов состава и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов, на основе расчетной модели и исходных данных села, а также с учетом приближенных показателей капитальных.

4. Произведена технико-экономическая оценка ВЭУ различной суммарной мощности для села Хатанга. В результате которой получили, что данное внедрение возможно и приведет к существенному снижению объемов сжигаемого дизельного топлива и снижению тарифов на электроэнергию, что может способствовать развитию местного частного предпринимательства (оленоводство, рукоделие, этнические ремесла) и дальнейшему развитию Северного морского пути. Выполнено обоснование строительства ВЭС в селе Хатанга. В настоящее время основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива – 3700 т в год.

Для реализации проекта выбран набор оборудования, состоящий из четырех ветроэнергетических установок фирмы SANY SE9315 (Китай) единичной мощностью 1500 кВт и системы накопления энергии «Лиотех» емкостью 2000 кВтч, тогда срок окупаемости проекта составит 1,58 года и будет экономить 34,5% дизельного топлива в год или 2 млн литров (1725,6 тонн ДТ).

## Список использованных источников

1. Аналитический обзор. Потенциал возобновляемых источников энергии в России. Существующие технологии.: [сайт] – URL: <https://allbeton.ru/upload/iblock/d80/potencial-vozobnovlyaemih-istochnikov-energii-v-rossii-analiticheskiy-obzor.pdf> (дата обращения 13.11.2021).
2. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Возобновляемые источники энергии: состояние российского законодательства, перспективы развития и пути совершенствования, в том числе на примере энергообеспечения изолированных территорий»: [сайт] – URL: <http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/23674715/> (дата обращения 13.11.2021).
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: [сайт] – URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 09.10.2021).
4. Бессель В.В. Изучение солнечных фотоэлектрических элементов: учебно-методическое пособие / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, Р.Д Мингалеева. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 90 с.
5. Колесник Г.П. Нетрадиционные и возобновляемые источники электроэнергии. Методические указания. / Г.П. Колесник, С.А. Сбитнев – Владимир, Владим. гос. ун-т. 2015. 57 с.
6. Бобров А.В. Возобновляемые источники энергии: учеб.-метод. пособие / А.В. Бобров, В.А. Тремясов. – Электрон. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013 – 215с.
7. Генеральный план села Хатанга муниципального образования «Сельское поселение Хатанга» / Институт урбанистики – Санкт-Петербург, 2012. – 79 с.
8. Бастрон, А.В., Тремясов, В.А. Ветроэнергетика Красноярского края / А.В. Бастрон [и др.]; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2015. – 252 с.
9. Лукутин, Б.В. 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.
10. Характеристики различных моделей ветрогенераторов. // Сайт по продаже ветрогенераторов. – 2023. – URL: <https://en.wind-turbine-models.com/> .
11. Характеристики ветрогенераторов. // Сайт SANY Официальный дистрибьютер. – 2023. – URL: <http://sany-rf.com/catalog/wind-turbine/1-5-mw-wtgs/>
12. Бобров, А. В. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении : монография / А. В. Бобров, В. А. Тремясов. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2012. – 216 с.
13. Накопители энергии для ВИЭ. Каталог. : [сайт] – URL : <https://www.liotech.ru/products/akkumulyatory/> (дата обращения 17.02.2023).
14. TRANSFORMATOR-ENERGUM Производство трансформаторов и ктп. : [сайт] – URL : <https://transformator-energum.ru/transformatory-tmg-s-nes-tandartnym-napryazheniem/tmg-1000-6-0-69-1747.html> (дата обращения 03.03.2022)



15. Нормы расхода гсм дизель генераторов. : [сайт] – URL : <https://dmsht.ru/normy-rashoda-gsm-dizel-generatorov/> (дата обращения 22.03.2022).
16. Техническое описание на дизельные генераторы АД315.: [сайт] – URL : <https://azimut.nt-rt.ru/images/manuals/ad315.pdf> (дата обращения 13.03.2022).
17. Архив погоды в Хатанге (аэропорт). : [сайт] – URL : [https://rp5.ru/Архив\\_погоды\\_в\\_Хатанге\\_\(аэропорт\)](https://rp5.ru/Архив_погоды_в_Хатанге_(аэропорт)) (дата обращения 14.03.2022).
18. Бобров, А. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : учеб.пособие / А. В. Бобров, Т. В. Кривенко, П. В. Шишмарев. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2021. – 232 с.
19. Группа компаний «Романов Моторс»: [сайт] – URL : <https://romanov-motors.ru/katalog/vetroenergetika/vetrogenerator-vestas> (дата обращения 01.04.2023).
20. АО «НоваВинд»: [сайт] – URL : <https://novawind.ru/> (дата обращения 01.04.2023).
21. Интелион – производство накопителей электрической энергии: [сайт] – URL : [http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dac/Sergey-Oleynik\\_Intelion.pdf](http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dac/Sergey-Oleynik_Intelion.pdf) (дата обращения 03.04.2023).
22. Рэнера – системы накопления энергии: [сайт] – URL : <https://renera.ru/products/cistemy-nakopleniya-energii-na-lia/> (дата обращения 03.04.2023).
23. Обухов, С.Г. Физическая модель электрических нагрузок автономных энергетических систем / С.Г. Обухов, И.А. Плотников, Д.Ю. Маров // Технические средства АСУТП / НИ ТПУ. – Томск, 2011 г.
24. Лукутин, Б.В. Применение накопителей энергии для повышения энергоэффективности ветродизельных электростанций / Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шутов Е.А., Хошнау З.П. // Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007- 2012 годы» / НИ ТПУ. – Томск, 2011.
25. Характеристики различных моделей ветрогенераторов. // Сайт по продаже ветрогенераторов. – 2023. – URL: <https://en.wind-turbine-models.com/> .
26. Стоимость дизельного топлива: [сайт] – URL : [https://spimex.com/markets/oil\\_products/indexes/territorial/](https://spimex.com/markets/oil_products/indexes/territorial/) (дата обращения 15.04.2023).
27. Глазков А.А. Основные показатели технико-экономического расчета гибридной СЭС в рамках магистерской диссертации / А.А. Глазков, Д.В. Паршутин, А. С. Амузаде // XIX Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспектива – 2023» / Сибирский федеральный университет Политехнический институт. – Красноярск, 2023.
28. Глазков А.А. Расчетная оценка экономии топлива ветродизельного комплекса по климатическим условиям / А.А. Глазков, Д.В. Паршутин, А. С. Амузаде // XIX Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспектива – 2023» / Сибирский федеральный университет Политехнический институт. – Красноярск, 2023.

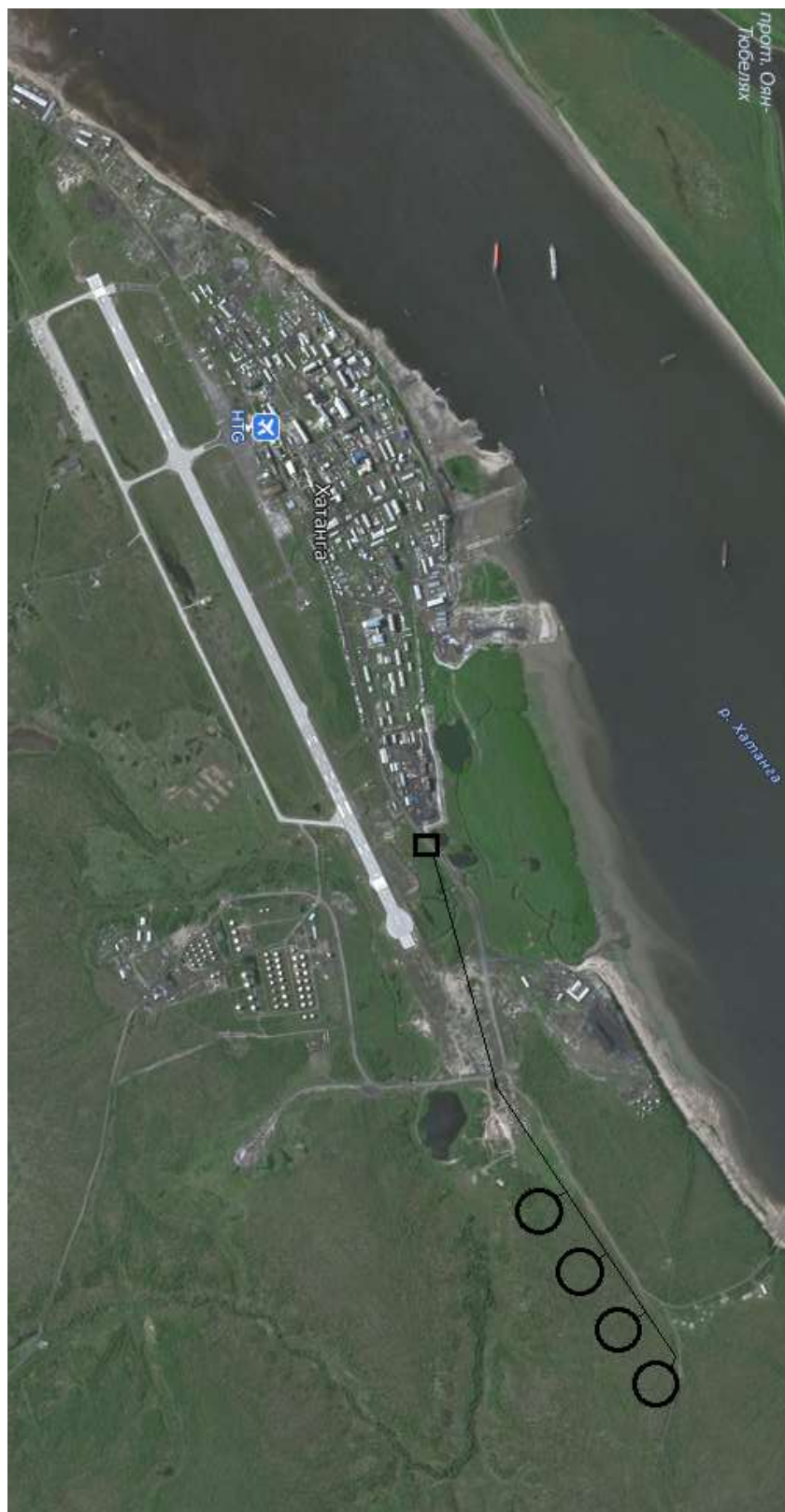
## Приложение А.

### Спецификация требуемого оборудования

№	Наименование оборудования	Количество
1	Ветроэнергетическая установка SANY SE9315	4 шт
2	Система накопления энергии «Лиотех»	2000 кВтч (ориентировочно 4 контейнера)
3	Трансформаторы ТМГ-1000/6/0,69	8 шт
4	Комплектное распределительное устройство наружной установки	1 шт
5	Кабельная продукция	5 км

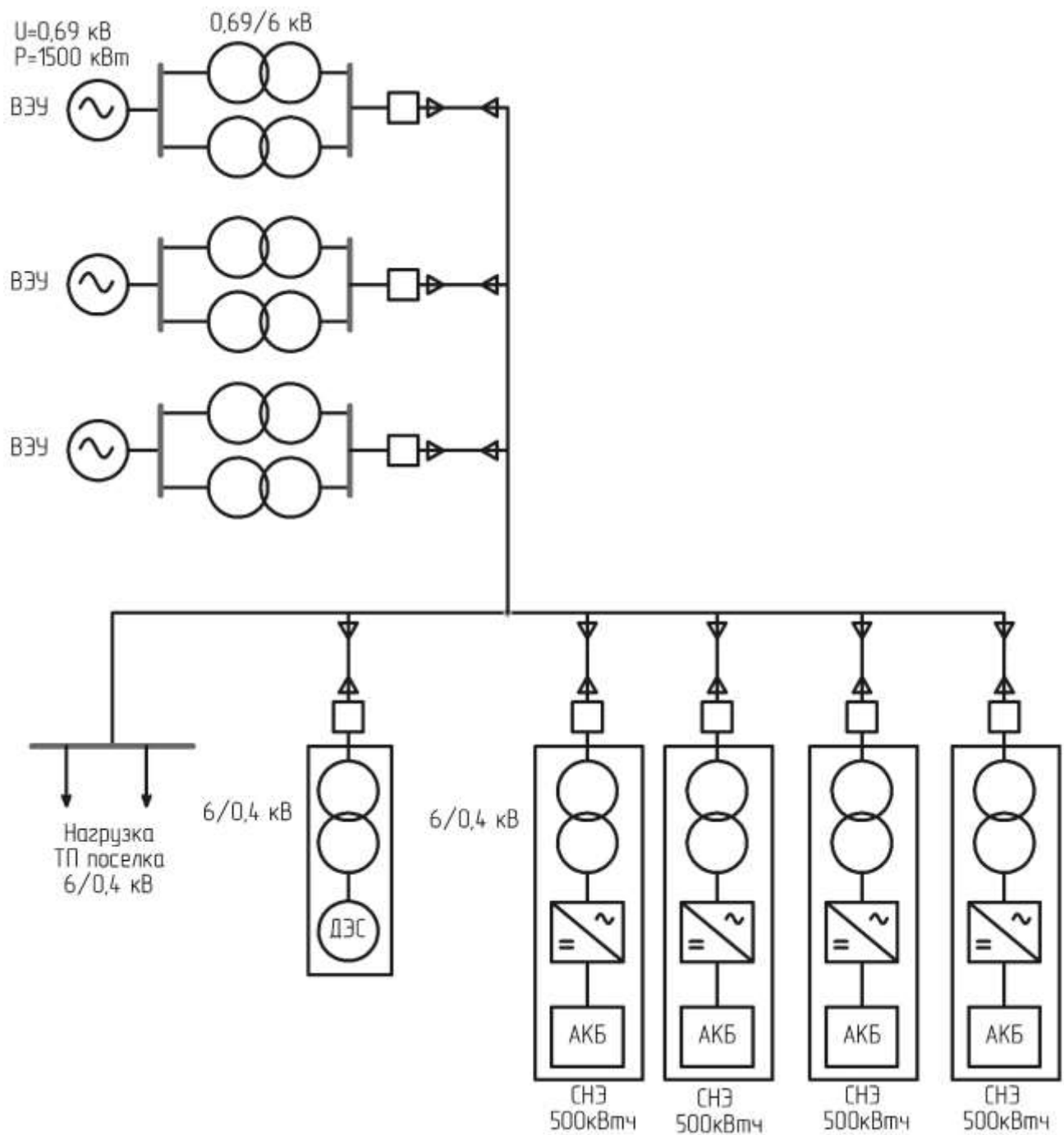
## Приложение Б.

Схема расположения ВЭУ на карте



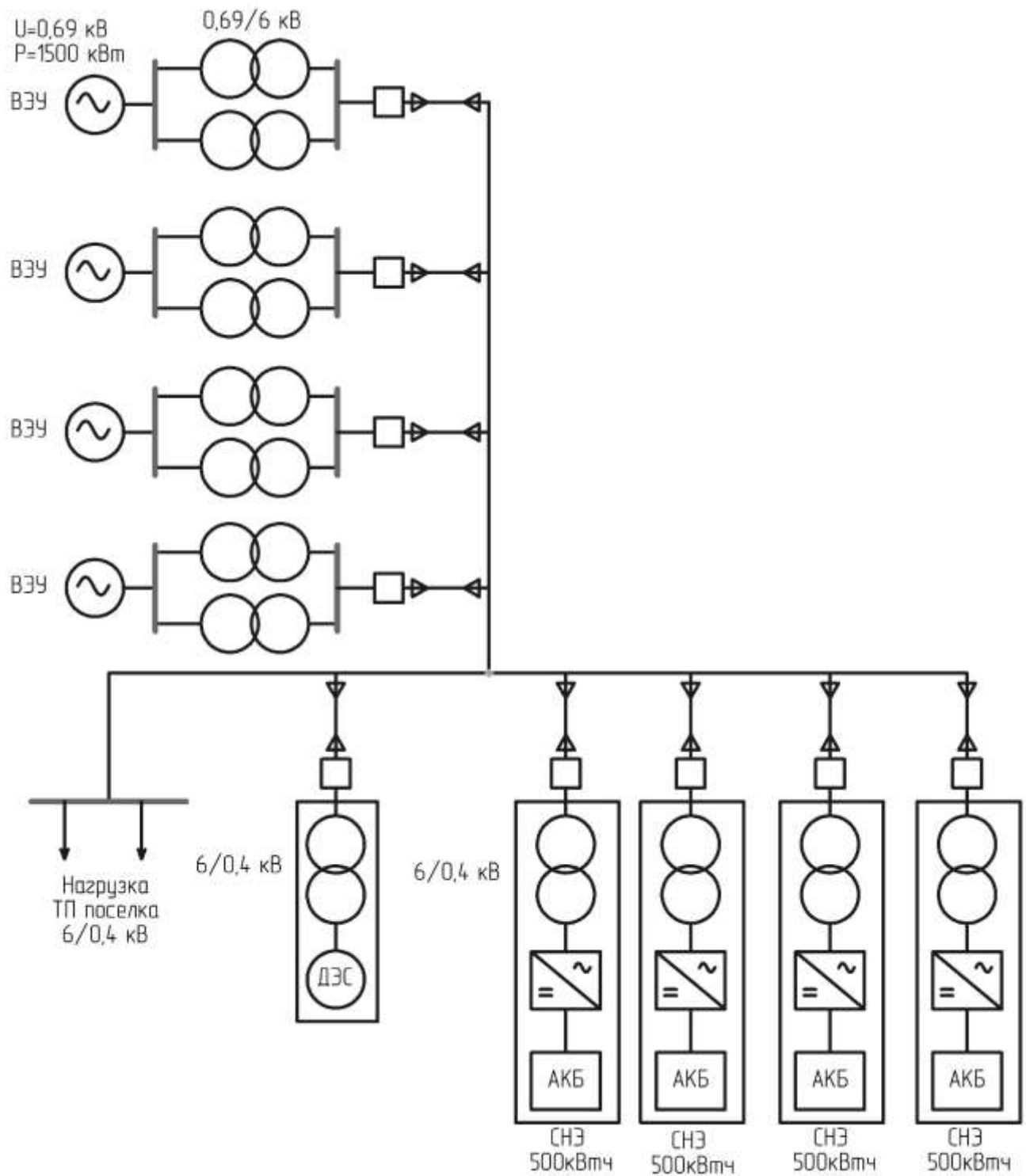
## Приложение В.

### Однолинейная схема первого варианта



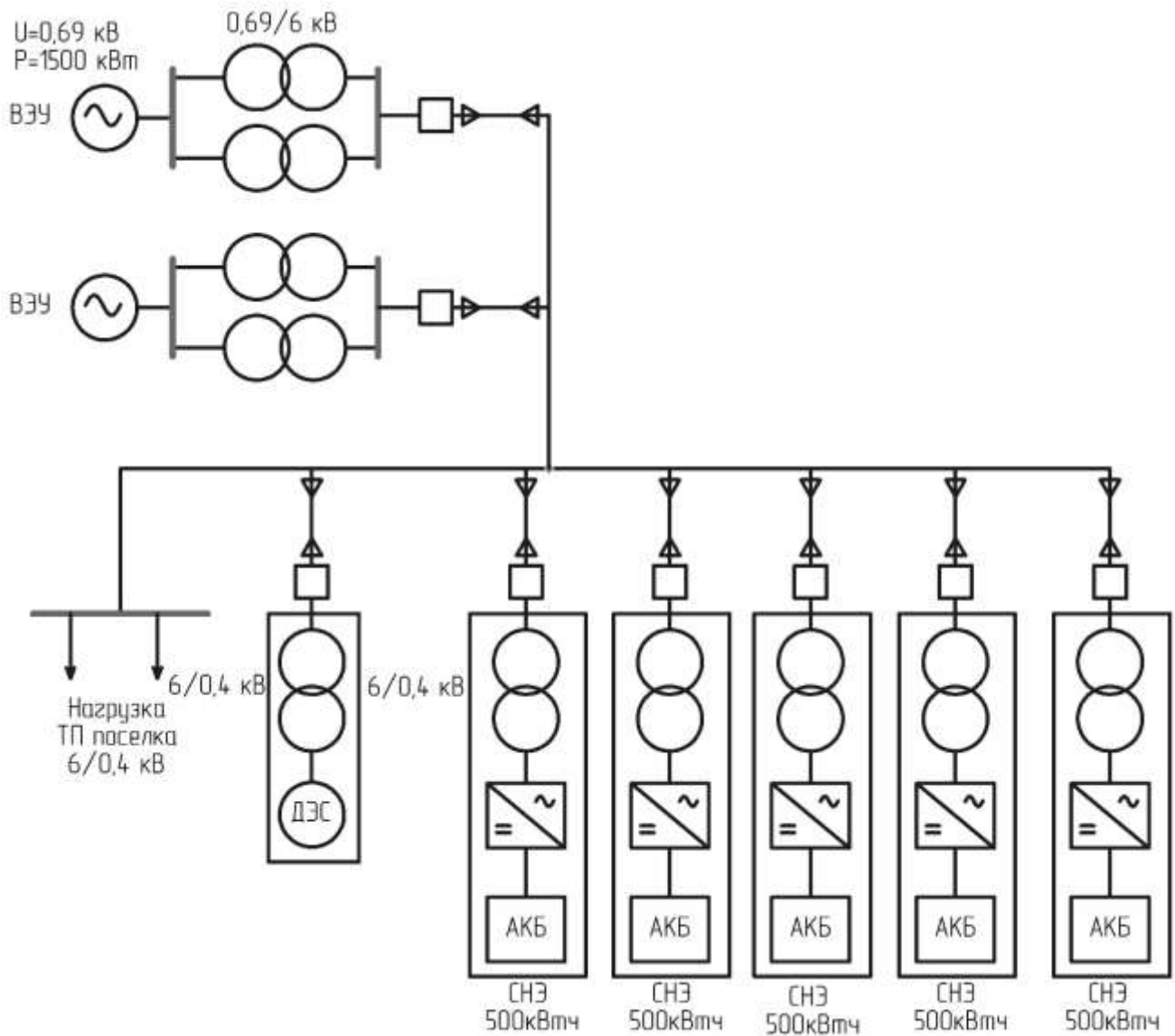
## Приложение Г.

### Однолинейная схема второго варианта



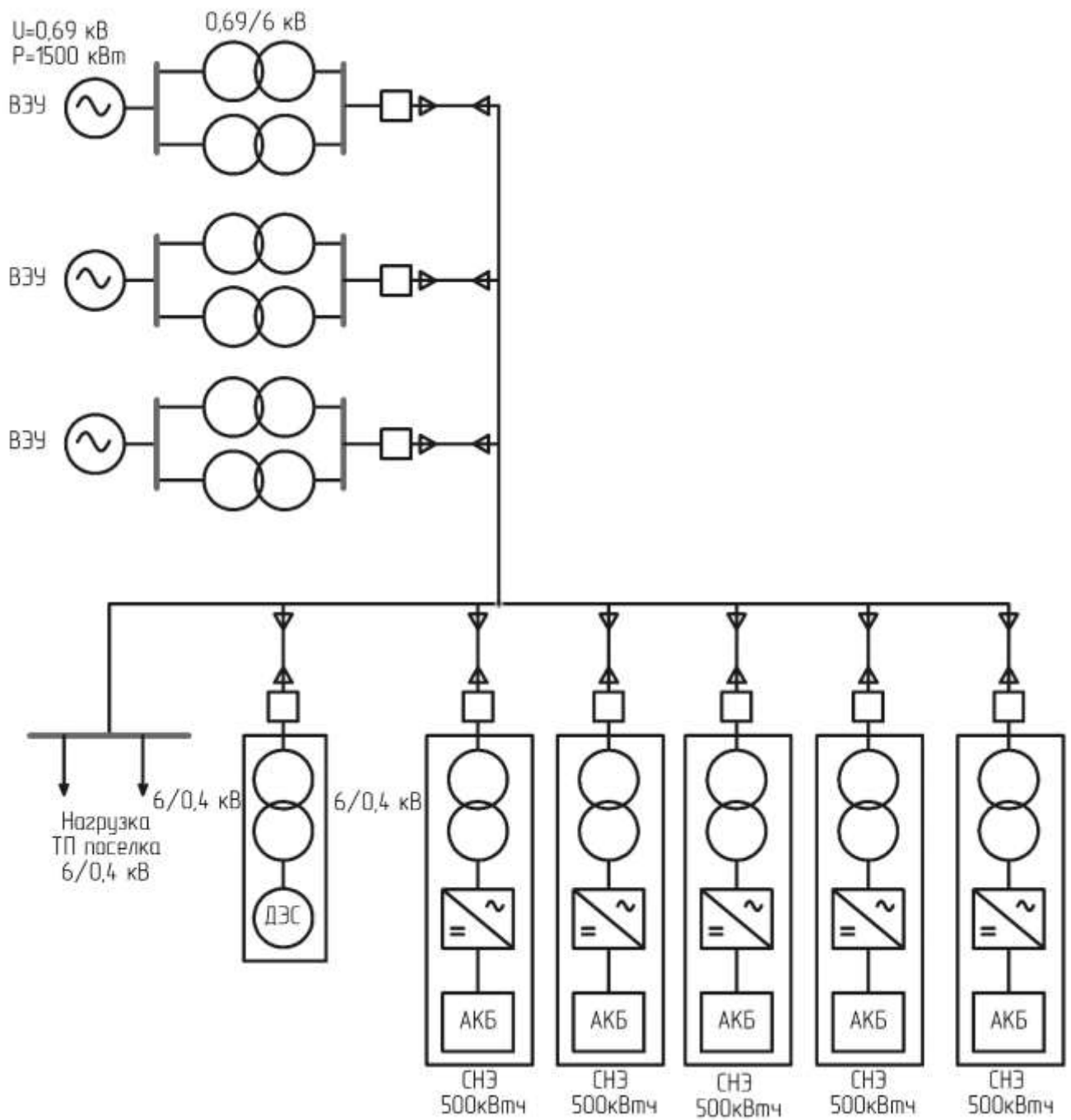
## Приложение Д.

### Однолинейная схема третьего варианта



## Приложение Е.

### Однолинейная схема четвертого варианта



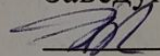
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Электроэнергетика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. С. Амузаде

подпись      инициалы, фамилия

« 13 »      06      2023 г.

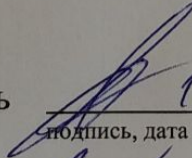
**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Исследование и разработка автономной системы электроснабжения поселка с  
использованием возобновляемых источников энергии

140400.68 Электроэнергетика и электротехника

140400.68.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

Научный руководитель

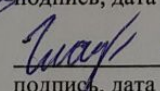
  
подпись, дата

13.06.2023

доцент, к.т.н.

А. С. Амузаде

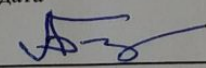
Выпускник

  
подпись, дата

13.06.2023

А. А. Глазков

Рецензент

  
подпись, дата

15.06.2023 г.

А. В. Бастрон

Красноярск 2023



## РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Глазкова Александра Алексеевича

*(Ф.И. О. магистранта)*

«Исследование и разработка автономной системы электроснабжения поселка с использованием возобновляемых источников энергии»

*(название магистерской диссертации)*

**представленной к защите по направлению**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

*(код и наименование направления)*

13.04.02.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

*(код и наименование программы)*

**Актуальность темы:** Развитие возобновляемых источников энергии, ветроэнергетики, солнечной энергетики и гидроэнергетики в частности, являются перспективными направлениям развития энергетической отрасли и активно поддерживается Правительством Российской Федерации. Применение ветроэнергетических установок в изолированных от энергосистемы районах Красноярского края с целью повышения надежности электроснабжения и эффективности энергосбережения путем вытеснения привозного топлива является актуальным.

**Основное содержание работы:**

В первой главе диссертации рассказывается об общих сведениях возобновляемых источников энергии. Представлена общая информация о существующих и внедряющихся новых возобновляемых источниках энергии.

Во второй главе предоставлена информация об исследуемом поселке и его климатических данных, а также проведена оценка энергетического потенциала региона (скорость ветра, число часов солнечной инсоляции и гидроэнергетические ресурсы) и возможности их использования в качестве ресурса для получения электроэнергии.

В третьей главе был произведен выбор оборудования для гибридной системы электроснабжения, а также создана модель, с помощью которой получены дополнительные данные и варианты оборудования для дальнейших расчётов и сравнения.

Заключительной темой в четвёртой главе является проведённая технико-экономическая оценка вариантов гибридной системы электроснабжения по результатам которой получено, что данное внедрение возможно и приведет к существенному снижению объемов сжигаемого дизельного топлива и снижению тарифов на электроэнергию выполнено обоснование строительства ВЭС в селе Хатанга. В настоящее время основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции.

**Практическая ценность полученных результатов:**

Для реализации проекта выбран набор оборудования, состоящий из четырех ветроэнергетических установок фирмы SANY SE9315 (Китай) единичной мощностью 1500 кВт и системы накопления энергии «Лиотех» емкостью

2000 кВтч, тогда срок окупаемости проекта составит 1,58 года и будет экономить 34,5% дизельного топлива в год или 2 млн литров (1725,6 тонн ДТ).

Качество оформления пояснительной записки соответствует требованиям, предъявляемым к выпускным работам, а также правилам ЕСКД и ГОСТ.

**Замечания:**

– на наш взгляд, в главе один следовало показать обзор существующего оборудования, использующего ВИЭ, производимого в России и в мире, а не принцип действия преобразователей энергии ВИЭ в электрическую энергию;

– из текста ВКР не ясно, как при расчете выработки электрической энергии, полученной от ВЭУ, учитывалась повторяемость скоростей ветра в Хантанге в течение года, а также, как учитывалась высота установки ветроколес ВЭУ;

– в тексте ВКР имеются отступления от системы СИ (например, Мвт, кВтч – стр. 49);

– в тексте ВКР не определено точное значение используемой балластной нагрузки.

**Обоснованность выводов (заключение)**

Вывод 2 заключения можно оспорить, т.к. имеется положительный опыт использования солнечной энергии в СЭС в составе автономной системы электроснабжения поселка Тура на севере Красноярского края.

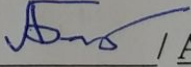
В целом не смотря на замечания, магистерская диссертация соответствует заявленной теме по структуре и содержанию, отвечает требованиям, предъявляемым к магистерским диссертациям, и заслуживает оценки «хорошо», а ее автор, Глазков Александр Алексеевич, достоин присвоения академической степени магистра по направлению подготовки 13.04.02.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения.

Рецензент:

К.Т.Н.,  
уч. степ.

доцент  
уч. звание



 / А.В. Бастрон  
(подпись) (Ф.И.О.)

ФГБОУ ВО Красноярский государственный аграрный университет, заведующий кафедры «Электроснабжения сельского хозяйства»

« 15 » 06 20 23 г.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
Кафедра «Электроэнергетика»

**ОТЗЫВ**

руководителя о выпускной квалификационной работе студента  
группы ФЭ21-03М

Глазкова Александра Алексеевича

1. Выпускная квалификационная работа «Исследование и разработка автономной системы электроснабжения поселка с использованием возобновляемых источников энергии» выполнена по заданию кафедры электроэнергетики, по программе магистратуры 13.04.02.03 «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения».

2. В работе решены следующие задачи:

Обзор и анализ основных возобновляемых источников энергии и вспомогательного оборудования для автономных систем электроснабжения для заданной местности;

Анализ энергетического потенциала заданного поселка и выбор оптимального ВИЭ для поселка;

Выбор оборудования и имитационное моделирование работы системы электроснабжения;

Технико-экономический эффект внедрения ВИЭ в систему автономного электроснабжения заданного села Хатанга.

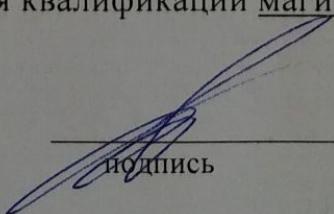
В ходе выполнения работы студент Глазков А.А. проявил высокую степень самостоятельности и большую работоспособность в освоении новых областей знаний.

3. Замечания и предложения по работе и ее оценка

Студент Глазков А.А. показал хорошие теоретические и практические знания, умение пользоваться современными вычислительными средствами выполнять расчеты систем автономного электроснабжения и их оборудования.

В целом считаю, что представленная ВКР оценивается на «отлично», а её автор заслуживает присвоения квалификации магистр техники и технологий.

Руководитель ВКР

  
\_\_\_\_\_

А. С. Амузаде  
ФИО