

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Система автономного электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края.

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
13.04.02.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

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

Выпускник _____ Д.В. Паршутин
подпись, дата

Красноярск 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Обзор и анализ возобновляемых источников энергии	5
1.1 Ветроэнергетика	5
1.2 Солнечная энергетика	13
1.3 Малая гидроэнергетика	18
2 Выбор поселка и анализ его энергетического потенциала	22
2.1 Поселок городского типа Диксон	22
2.2 Анализ солнечной энергии	26
2.3 Анализ ветровой энергии	27
2.4 Анализ гидроэнергии	28
3 Выбор оборудования и составление модели в Excel	30
3.1 Выбор состава оборудования	30
3.2 Создание расчетной модели	38
4 Техничко-экономический расчет выгоды внедрения ВИЭ	51
Заключение	63
Список использованных источников	64

Введение

Развитие экономики России в значительной степени зависит от освоения территорий Крайнего Севера, которые являются труднодоступными и малонаселенными регионами. Суровые климатические условия и отдаленность делают невозможным подключение населенных пунктов к централизованной системе электроснабжения. Следовательно, большая часть таких населенных пунктов питается от автономных систем электроснабжения, представленных дизельными электростанциями (ДЭС).

Использование привозных ископаемых видов топлива сопряжено с необходимостью доставки и хранения горючего, периодического обслуживания и ремонта оборудования и т. д. Строительство линий электропередач с целью подключения к централизованной системе электроснабжения требует значительных материальных затрат. Для решения данной проблемы могут быть использованы возобновляемые источники энергии. Термин возобновляемые источники энергии (ВИЭ) применяется по отношению к тем источникам энергии, запасы которых восполняются естественным образом и в обозримой перспективе являются практически неисчерпаемыми. К таким источникам относятся: солнечная энергия, энергия ветра, энергия растительной биомассы, энергия водных потоков (в частности малая энергетика), а также геотермальная энергия и низкопотенциальное тепло окружающей среды [1].

Кроме огромных затрат на топливо, к минусам использования ДЭС, которые в данный момент используются на Севере, можно отнести высокую степень их износа, низкие технико-экономические показатели и возможность больших перерывов в электроснабжении в случае поломки или нарушения поставки топлива.

Актуальность темы

Данная тема является очень актуальной, поскольку в северной части Красноярского края находится большое количество поселений, в которых отсутствует централизованное электроснабжение и которые в качестве источника питания используют дизельные генераторы.

Цель работы: Разработать и проанализировать автономную систему электроснабжения поселка с использованием ВИЭ на Севере Красноярского края.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи:**

1. Обзор и анализ возобновляемых источников энергии.
2. Выбор поселка и анализ его энергетического потенциала.
3. Выбор оборудования и создание модели.
4. Технико-экономический расчет выгоды внедрения ВИЭ.

Научная новизна

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

Практическая ценность

Практическая ценность данной работы заключается в использовании ВИЭ в совокупности с ДЭС в выбранном населенном пункте с целью уменьшения расхода дизельного топлива и, как следствие, снижения расхода бюджетных средств на субсидирование населения. Потребители получают возможность использовать качественную энергию в труднодоступных местах.

Объект исследования: Система автономного электроснабжения поселка.

Предмет исследования: Параметры, с которыми функционирует система электроснабжения, а также технико-экономические показатели системы.

1 Обзор и анализ возобновляемых источников энергии

1.1 Ветроэнергетика

Ветроэнергетические установки представляют собой электрические установки с сопутствующим набором дополнительного оборудования, предназначенные для снабжения потребителей электрическим током посредством преобразования энергии ветра в электрическую энергию. Так как сам ветер с точки зрения источника энергии не имеет материальной ценности, то все расходы на внедрение ветроустановок в систему сводятся к капитальным вложениям на приобретение ветрогенератора и смежного оборудования, а также на последующее обслуживание.

Преимуществами ветроэнергетических установок (ВЭУ) являются:

- возможность обеспечения электроэнергией населенных пунктов с децентрализованной системой электроснабжения;
- нет необходимости создавать большую энергетическую станцию, можно использовать отдельные компактные установки;
- ветроэнергетические установки не нуждаются в топливе, и их работа не зависит от наличия топливных ресурсов.

При этом существуют некоторые недостатки:

- Полная зависимость вырабатываемой мощности ветряка от скорости ветра. Следовательно, невозможно точно спрогнозировать выработку электроэнергии и питать ответственных потребителей только от ВЭУ. В тихую безветренную погоду производство электроэнергии невозможно.
- Полученная энергия не всегда соответствует параметрам качества и не может быть использована без наличия определенных устройств (инверторов, выпрямителей и т.д.).
- Сильные порывы ветра, например, при урагане могут вывести установку из строя [2, с.18].

Далее следует рассмотреть принцип работы ветроэнергетической установки. Принцип действия ветроустановок основан на использовании энергии ветра. Поток воздействует на лопасти рабочего колеса, приводя их во вращение. Оно передается на генератор, производящий электрический ток. Генератор заряжает аккумуляторы, напряжение с которых подается на инвертор.

Основные компоненты установок обоих типов:

- Ветроколесо (ротор), преобразующее энергию набегающего ветрового потока в механическую энергию вращения оси турбины. Диаметр ветроколеса колеблется от нескольких метров до нескольких десятков метров. Частота вращения составляет от 15 до 100 об/мин. Обычно для соединенных с сетью ВЭУ частота вращения ветроколеса постоянна. Для автономных систем с выпрямителем и инвертором - обычно переменная.
- Мультипликатор - промежуточное звено между ветроколесом и электрогенератором, который повышает частоту вращения вала ветроколеса и обеспечивает согласование с оборотами генератора. Исключение составляют ВЭУ

малой мощности со специальными генераторами на постоянных магнитах; в таких ветроустановках мультипликаторы обычно не применяются. Кроме того, некоторые производители уже используют безредукторную конструкцию. Ее изготовление обходится несколько дороже, но надежность такой конструкции значительно выше.

– Башня ветрогенератора, на которой установлено ветроколесо. Она служит для поднятия ветроколеса на высоту, на которой мало сказывается влияние препятствий, изменяющих прямолинейное течение воздушного потока. Обычно это цилиндрические мачты, хотя применяются и решетчатые башни. У ВЭУ большой мощности высота башни достигает 75 м. Ветродвигатели малой мощности монтируют на столбе или трубе, укрепив их растяжками. Высота башни зависит от диаметра ветроколеса и рельефа местности и должна быть избрана с таким расчетом, чтобы было удобно эксплуатировать ветродвигатель. При выборе высоты следует учитывать вес, стоимость, условия монтажа, ремонта и обслуживания ветродвигателя.

– Основание (фундамент) предназначено для предотвращения падения установки при сильном ветре. Кроме того, для защиты от поломок при сильных порывах ветра и ураганах почти все ВЭУ большой мощности автоматически останавливаются, если скорость ветра превышает предельную величину [3, с. 22].

Для целей обслуживания они должны оснащаться тормозным устройством. Горизонтально-осевые ВЭУ имеют в своем составе устройство, обеспечивающее автоматическую ориентацию ветроколеса по направлению ветра.

Благодаря высокоразвитой технологии, а также своим экономическим и экологическим преимуществам ветроэнергетика является наиболее быстроразвивающейся и в среднесрочной перспективе наиболее перспективной отраслью среди возобновляемых источников энергии во всем мире.

Аэродинамические ветряные турбины можно разделить на два основных типа: ветровые турбины с горизонтальной осью вращения и турбины с вертикальной осью. ВЭУ с горизонтальной осью вращения устанавливаются в местах с высокими скоростями ветра. ВЭУ с вертикальной осью вращения применяются для районов с низкими скоростями ветра [3]. Принципиальным отличием этих двух типов конструкции является то, что ветряки с горизонтальной осью вращения необходимо ориентировать по направлению ветра. ВЭУ с вертикальной осью вращения не зависят от направления ветра, что дает возможность устанавливать их в любом подходящем по скорости ветра месте. Кроме того, для горизонтальных устройств обязательно наличие высокой мачты, так как расположение на высоте обеспечивает более интенсивное воздействие потоков ветра на ротор. Высота вертикальных ветрогенераторов, как правило, гораздо меньше.

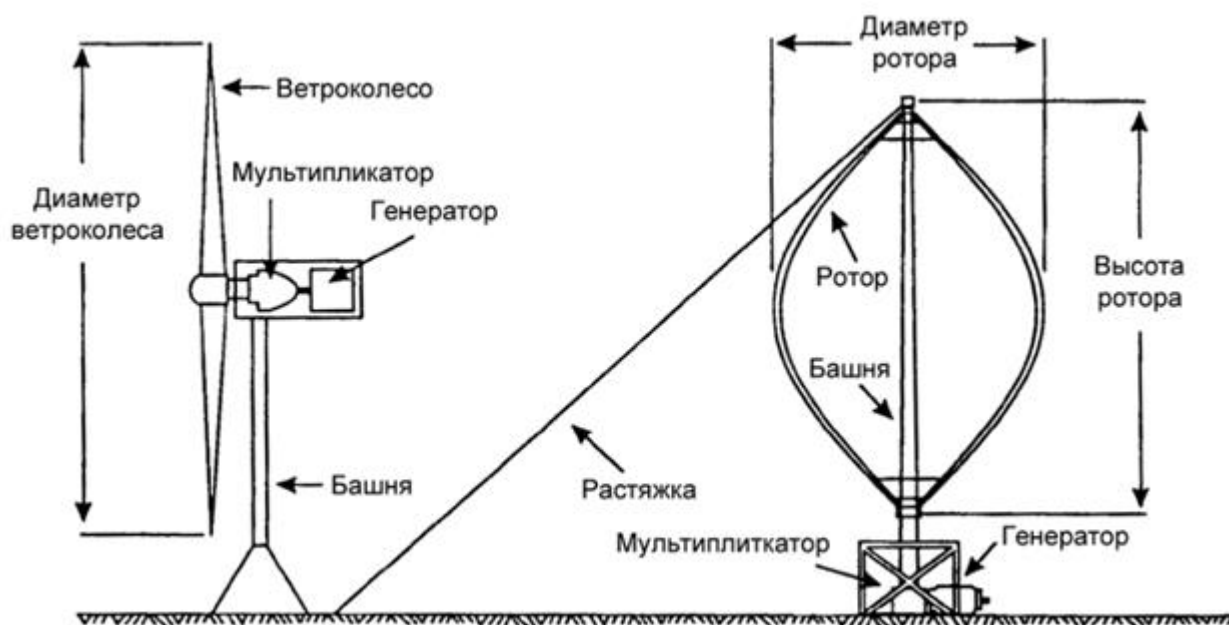


Рисунок 1– Типы ветрогенераторов (слева-с горизонтальной осью вращения, справа-с вертикальной осью вращения)

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

Горизонтально-осевым ветродвигателем называется ветродвигатель, у которого ось вращения ветроколеса расположена параллельно или почти параллельно вектору скорости ветра [3]. Установки с **горизонтальной** осью вращения имеют практически одну конструкцию. Они представляют собой горизонтальную ось с хвостом и ротором на противоположных концах. Ось имеет возможность свободного вращения вокруг вертикальной оси, необходимого для установки ротора по направлению ветра. Установки большой мощности имеют специальные устройства, поворачивающие ветроколесо по направлению ветра для достижения максимальной эффективности работы ВЭУ. Ротор ветроколеса приводится во вращение при воздействии ветрового потока на лопасти. Ротор горизонтальной конструкции необходимо устанавливать на высокую мачту. Это увеличивает эффективность получения ветровой энергии, но осложняет процесс монтажа и обслуживания устройства. Мачта должна быть надежно закреплена и усилена растяжками, чтобы имелась возможность выдерживать ураганные порывы ветра. Высота мачты выбирается таким образом, чтобы ветряк возвышался над всеми ближайшими зданиями и сооружениями. При этом, место установки также выбирается на возвышении, что позволяет снизить высоту мачты и облегчает монтаж [3, с.20].

Лопастни часто считають самым важным компонентом, влияющим на производительность и общую стоимость ВЭУ. Возвращаясь к истории ветряных турбин с горизонтальной осью вращения, можно выделить несколько основных типов, используемых в разные периоды времени: одно-, двух-, трех- и многолопастные. Чем больше лопастей имеет ветроколесо, тем меньше будет его скорость вращения. На производительность ВЭУ количество лопастей не влияет; имеют значение профиль и диаметр лопасти [3]. Однолопастные ветрогенераторы имеют одну лопасть и противовес, выполняющий роль балансирующего механизма. Достоинство однолопастных роторов по сравнению с многолопастными заключается в их более высокой скорости вращения за счет более низкого момента инерции. Это позволяет использовать в их схеме прямоприводные синхронные или асинхронные электрогенераторы, рассчитанные на более высокие обороты вращения и, как следствие, имеющие меньшие массогабаритные размеры. Двухлопастные ветрогенераторы обладают теми же преимуществами, что и однолопастные. Еще одним достоинством этих ветрогенераторов является уравновешенность ротора при любом угловом положении лопастей за счет четного их количества.

В настоящее время наиболее распространенным видом ветрогенераторов считаются трехлопастные машины, вырабатывающие электроэнергию. Номинальная мощность трехлопастных ВЭУ составляет от нескольких ватт до нескольких МВт. В них применяются двигатели с компьютерным контролем [3, с.22].

Основной вращающей силой горизонтально-осевого ветродвигателя является подъемная сила. За счет установки лопасти под углом атаки к относительной скорости потока ветра создается подъемная сила, создающая крутящий момент. Поток ветра предполагается равномерным по всему ветроколесу. От радиуса ветроколеса зависит скорость вращения.

Из-за того, что на скорость вращения ветроколеса влияет радиус лопасти, возникает необходимость постоянно изменять угол поворота лопасти, чтобы поддерживать подходящий угол атаки вдоль всего радиуса ветроколеса. Поскольку лопасть движется намного быстрее на конце, чем около основания, на конце лопасти создается гораздо большая динамическая сила давления на единицу площади. Чтобы избежать чрезмерных изгибающих моментов, лопасти изготавливают коническими. Конусность также помогает снизить центробежную нагрузку на основание лопасти.

На современных ВЭУ имеется техническая возможность для установки угла поворота лопасти на оптимальный угол для максимальной выработки энергии при заданной скорости ветра. В большинстве современных ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения угол наклона лопастей вокруг вертикальной оси можно изменять во время работы. Поворот лопастей выполняется с помощью pitch-системы (системы поворота лопастей). Pitch-система применяется для ВЭУ средней и большой мощности. Поворот лопастей осуществляется по команде от системы управления в зависимости от получаемых данных о скорости ветра, крутящем моменте и частоте вращения. Данная система доста-

точно дорогостоящая и подвержена образованию наледи в суровых климатических условиях, что может приводить к выходу ветроустановки из строя.

В установках малых мощностей поворот лопастей выполняется за счет воздействия ветрового потока на лопасть и воздействия центробежных сил самой лопасти и специальных грузов, устанавливаемых на самой лопасти или на валу ветродвигателя. Регулирование горизонтально-осевого ветродвигателя пропуском ветрового потока мимо ветроколеса применяется в ветроустановках малой мощности с многолопастными ветроколесами. При выводе ветроколеса из-под ветра через него проходит меньшее количество воздуха, а также происходит изменение угла атаки, вследствие чего уменьшается подъемная сила.

Как правило, большие ветряные турбины вращаются таким образом, чтобы ветер дул им в заднюю часть (рис.2, а). Небольшие машины расположены лицом к ветру (рис. 2, б).

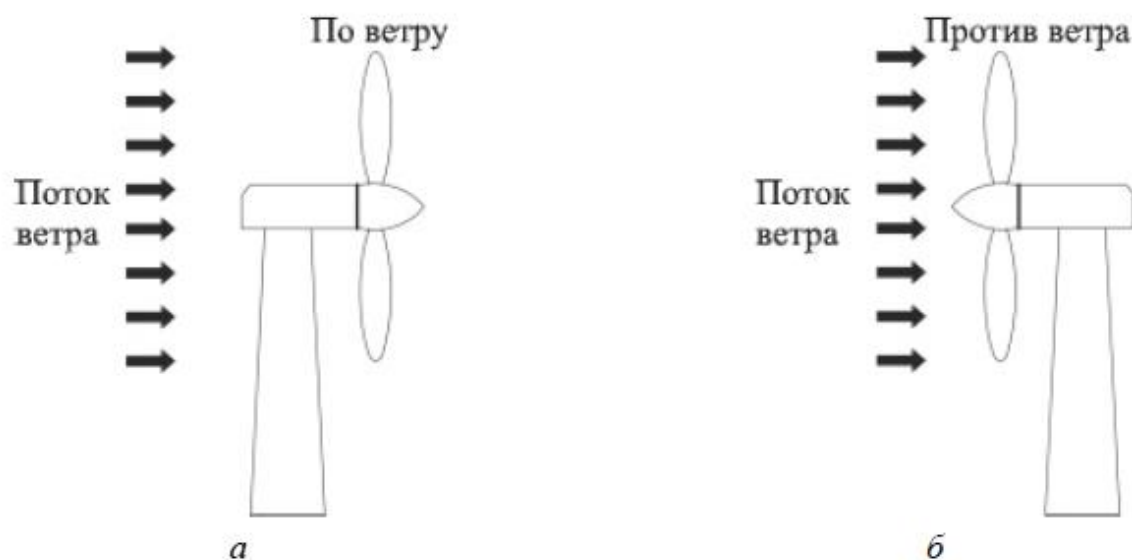


Рисунок 2 – Расположение ВЭУ относительно направления ветра; а – по ветру; б – против ветра

Использование ВЭУ с горизонтальной осью вращения дает ряд преимуществ. Во-первых, переменный шаг лопастей, используемый для горизонтальной ветряной турбины, позволяет ей собирать максимальное количество энергии ветра. Во-вторых, обеспечивается более высокая эффективность, поскольку лопасти установлены перпендикулярно направлению ветра, доступно больше мощности для вращения. В-третьих, традиционные конструкции просты в установке и обслуживании.

Одним из недостатков ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения является то, что для увеличения выходной мощности ветродвигателя лопасти необходимо делать все более длинными и, следовательно, все более тяжелыми. Циклическая усталостная нагрузка из-за собственного веса лопасти может стать серьезной проблемой. Кроме того, более длинные лопасти создают больше шума [3, с.25].

Горизонтальные ветряные турбины получили широкое распространение в качестве источников энергии в гибридных системах.

Ветряные турбины с **вертикальной** осью могут вырабатывать электроэнергию независимо от направления ветра. Следовательно, такие установки не комплектуются системой слежения за ветром, что делает их производство несколько дешевле. Их электрические генераторы могут быть расположены близко к земле, что значительно упрощает их техническое обслуживание.

Существует два основных типа ротора ветрогенераторов с вертикальной осью вращения: импульсный (лобовой или тормозной) и подъемный (аэродинамический) [3, с.29].

Роторы импульсного типа работают за счет большего сопротивления с одной стороны оси ротора, чем с другой (сопротивление, создаваемое противоположной лопастью). Хорошо известным примером этого типа ротора является чашечный анемометр. Роторы импульсного типа очень просты в исполнении, но высокое сопротивление половины ротора, движущейся вверх по потоку, ограничивает их эффективность. Кроме того, импульсные роторы испытывают сильную тягу в направлении ветра, что ограничивает их максимальный размер.

Роторы аэродинамического типа используют лопасти в форме крыльев для формирования подъемной силы, создающей вращающий момент. Эти роторы не имеют проблем, как импульсные роторы; доказано, что они могут достигать значений коэффициента мощности, аналогичных коэффициентам горизонтально-осевых ветрогенераторов.

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

- не нужно дополнительно устанавливать системы для поворота ротора по ветру;
- возможность установки на малой высоте, так как эффективность работы не зависит от высоты мачты;
- устройства имеют более простую конструкцию, что удобнее при монтаже и эксплуатации.

Изначально вертикальные конструкции имели две лопасти, имеющие форму желоба, расположенные диаметрально вдоль оси вращения. Впоследствии появились другие варианты, имеющие большее количество лопастей или иную форму. На сегодня различных конструкций известно довольно много. Вот некоторые из них:

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

В данный момент ведутся активные разработки новых более эффективных конструкций, так как данный вид ВИЭ является востребованным и перспективным.

Экономическое развитие и работоспособное использование ветряных турбин с горизонтальной осью в будущем будет ограничено, в частности из-за высоких нагрузок на лопасти. Доказано, что ветровые турбины с вертикальной осью хотя и менее эффективны, но не так сильно страдают от постоянно меняющихся гравитационных нагрузок, которые ограничивают размер турбин с горизонтальной осью.

Самые большие ветряные турбины с горизонтальной осью вращения способны производить мощность около 7 МВт и имеют высоту не более 100 метров. Если увеличить размер горизонтально-осевых ВЭУ, они начинают терять эффективность. Одна из причин заключается в том, что вес лопастей турбины становится большим. При вращении создается огромная нагрузка на лопасти, поскольку сила тяжести сжимает их при подъеме и растягивает при падении. Чем больше будет конструкция, тем прочнее она должна быть, чтобы противостоять этим силам. Для поддержания устойчивости этой тяжелой конструкции необходимо строительство крупных башен, стоимость и сложность их строительства являются серьезной инженерной проблемой.

Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут выдерживать гораздо более суровые условия. Их не нужно отключать, когда скорость ветра превышает максимальную. Они могут быть построены ниже, поэтому будут менее заметны.

Ограничение максимальных размеров ВЭУ с горизонтальной осью вращения предполагает, что если можно будет разработать ветряную турбину с вертикальной осью с номинальной выходной мощностью, по крайней мере, 10 МВт, но с более низкой стоимостью на единицу номинальной мощности, то неважно, будет ли ее эффективность немного ниже.

В целом следует отметить, что ВЭУ с вертикальной осью вращения по сравнению с горизонтально-осевыми ВЭУ имеют такие преимущества, как независимость от направления ветра, простота в обслуживании, относительно легкое извлечение энергии. Но есть и некоторые недостатки: отсутствие самозапускающейся системы, меньший коэффициент мощности, сильные прерывания вращений из-за периодических изменений подъемной силы и регулирования мощности [3, с.35].

В настоящее время в России введены в эксплуатацию и успешно работают несколько ВЭС на Севере, такие как ВЭС Тикси и Анадырская ВЭС.

Строительство Анадырской ВЭС началось в апреле 2001 года. Первый ветроагрегат был запущен в январе 2002 года, а к ноябрю 2002 года строительство было полностью завершено. После завершения строительства Анадырская ВЭС была подключена к единой энергосистеме с помощью линии 35 кВ Угольные Копи – Анадырская ТЭЦ.

До 2006 года выработка станции составляла 3 млн кВт·ч. Затем данная величина значительно снизилась ввиду отсутствия правильного обслуживания, а также опытного обслуживающего персонала.

В 2016 году ветроэлектростанция была передана в управление ООО «СтройИнвест-Энергия». Фирма заменила шесть ветроагрегатов на новые

Micon 530, а также модернизировало остальные четыре, что позволило значительно увеличить выработку электроэнергии — до 3,5 млн кВт·ч в 2018 году.

В настоящее время на данной ВЭС установлены 6 ветрогенераторов Micon 530 датского производства, единичная мощность которых составляет 250 кВт, и 4 ветрогенератора АВЭ-250 производства «Южмаш». Общая установленная мощность составляет 2500 кВт [4].

ВЭС Тикси — ветряная электростанция, расположенная в п. Тикси, республика Саха (Якутия). Введена в эксплуатацию в 2018 году, проект реализован совместно компанией «РусГидро» и японской организацией NEDO. Эксплуатируется АО «Сахаэнерго» (входит в группу «РусГидро»).

Ветряная электростанция, построенная «РусГидро» совместно с японскими партнерами в арктическом поселке Тикси, продемонстрировала высокую эффективность и надежность работы в суровом арктическом климате. Зимой 2018-2019 гг. температура воздуха в Тикси опускалась до -42°C , а скорость ветра достигала 30 м/с. При этом ветроэлектростанция работала в штатном режиме.

В мае 2018 года судно с тремя ветроэнергетическими установками прибыло из Японии во Владивосток. На 18 специализированных автомашинах оборудование общим весом почти 240 тонн было доставлено в Якутск. В порту Якутска ветроэнергетические установки перегрузили на речное судно и доставили в Тикси по реке Лене. В общей сложности длина пути из Владивостока в Тикси составила 4,7 тыс. км. Время доставки заняло 18 дней.

В 2019 году выработка ветроэлектростанции составила более 1 млн кВт·ч. Каждый киловатт-час, произведенный ветроэлектрическими установками, экономит около 250 грамм дизельного топлива и предотвращает выброс в атмосферу около 7 граммов углекислого газа. В 2020 году ВЭС была дополнена системой аккумулирования энергии, что, в свою очередь, также повысило эффективность работы.

Новая ветроэлектростанция повысила надежность энергоснабжения Тикси, в котором сейчас проживают более 4 600 человек, ее работа позволила снизить потребление дорогостоящего привозного дизельного топлива и сократить количество вредных выбросов в атмосферу [5].

Оборудование ветроэлектростанции включает в себя три ветроэнергетические установки Komaihaltec KWT300 производства японской фирмы «Komaihaltec» со следующими характеристиками [6]:

Таблица 1 – Технические характеристики KWT300

Ном. мощность, кВт	300
Высота башни, м	41,5
Диаметр ветроколеса, м	33
Минимальная скорость ветра, м/с	3
Максимальная скорость ветра, м/с	25

Продолжение таблицы – Технические характеристики KWT300

Скорость ветра, которую выдерживает ВЭУ, м/с	70
Температурный режим, ° С	-50...+50
Занимаемая площадь, м ²	855
Номинальное напряжение, В	400
Число лопастей, шт	3
Производитель	Япония

1.2 Солнечная энергетика

Солнечные электростанции – специальные сооружения, которые преобразуют энергию солнца в электричество. Принцип работы сводится к тому, что солнечные электростанции способны преобразовывать энергию солнца в электрическую. Луч воздействует на частицы кремния, которые являются основой состава батарей. То есть, действие таких электростанций сводится к явлению внутреннего фотоэффекта. В полупроводниках n- типа основными подвижными носителями заряда являются отрицательные электроны, а в полупроводниках р- типа - положительные дырки. В случае контакта двух полупроводников электроны и дырки получают возможность переходить из одного полупроводника в другой, и поэтому между полупроводниками, так же как и между металлами, возникает контактная разность потенциалов, а в тонком пограничном слое (р-п переходе) появляется контактное электрическое поле.

Устройства, преобразующие солнечное излучение в электрический ток, называют фотоэлементами или солнечными элементами. Они сами являются источниками ЭДС. Солнечные элементы генерируют электрический ток в прямой зависимости от суточных, сезонных и случайных изменений облученности. Эффективность преобразования солнечной энергии зависит не только от КПД фотоэлемента, но и от согласованности динамической нагрузки во внешней цепи [3, с.9].

Независимо от типа устройства, а также от того, какую мощность генерирует солнечная тепловая электростанция, она состоит из таких элементов:

Панель. Количество панелей напрямую зависит от мощности электростанции. Солнечные электростанции большой мощности занимают огромную площадь и состоят из нескольких тысяч панелей. Электростанции для домашнего использования состоят всего из нескольких штук.

Инверторы – одна из ключевых составляющих вспомогательного оборудования. Так как солнечные панели вырабатывают постоянный ток, то для дальнейшего использования его нужно преобразовать в переменный.

Аккумуляторы. Они хранят излишки энергии и позволяют, тем самым, повысить эффективность солнечной электростанции.

Рассмотрим каждый из элементов более подробно. Первым и основным элементом являются **солнечные панели** или гелио модули. Каждый из них представляет собой набор полупроводниковых ячеек, уложенных рядами на прочное основание. Сверху модуль покрыт особо прочным прозрачным стеклом, а передача тока осуществляется через токопроводящие полосы.

В большинстве случаев торцы панели защищает алюминиевая рама, однако существуют модели, созданные по безрамной технологии. В крупных солнечных электростанциях модули могут объединяться в группы, соединяясь одним из трех способов:

- последовательным;
- параллельным;
- смешанным.

Благодаря такому решению можно получать на выходе любые, наперед заданные, силу тока и его напряжение.

Количество фотоэлектрических ячеек в одной панели солнечной электростанции для дома обычно составляет несколько десятков, хотя существуют варианты и с сотнями элементов.



Рисунок 3 – Солнечные панели

Сами ячейки создаются по различным технологиям, связанными с особенностями полупроводниковых материалов. Наиболее распространенными из них являются:

1. Монокристаллический кремний Mono-Si. Панели на его основе идеальны для установки на крышах и земельных участках, где есть возможность направить рабочие поверхности батарей непосредственно по направлению солнечных лучей. Максимальный КПД таких панелей составляет 22-24%, но при малейшем уменьшении интенсивности падающего света его величина значительно уменьшается.

2. Поликристаллический кремний Poli-Si. Используется в местах с умеренным уровнем солнечной инсоляции. Хотя панели из данного материала имеют немного меньший КПД чем монокристаллический кремний (16-20%), они не так сильно подвержены воздействию неблагоприятных факторов.

3. Теллурид кадмия CdTe. Редкоземельный композит, позволяющий создавать гибкие тонкопленочные, а не жесткие батареи. Еще менее чувствителен к углам наклона, облачности, рассеянному свету и перепадам температур.

4. Дорогостоящие редкоземельные элементы – галлий, германий, индий. Применяются преимущественно в модулях, где вопрос, сколько энергии вырабатывает солнечная электростанция, более важен, чем ее стоимость. Основной сфера применения данных панелей являются космические аппараты, функционирование которых на 100% зависит от энергии солнца. [7,8].

Таблица 2 – Сравнение солнечных панелей [9,10,11]

Модель	HVL-330/НТ	SilaSolar SIP340	GE340-120M
Производитель	Hevel, Россия	Sila, Россия, Китай	General Energo, Китай
Тип панели	Гетероструктурная	Поликристаллическая	Монокристаллическая
Ном. мощность, Вт	330	340	340
Допустимое отклонение ном. мощности, %	0/ +5 %	0/ +5 %	0/ +3 %
Напряжение холостого хода, В	44,18	45,84	41,7
Ток КЗ, А	9,48	9,57	10,55
Ток в рабочей точке Pmax, А	8,97	9,09	9,96
Напряжение в рабочей точке Pmax, В	36,84	37,42	34,2
Макс. напряжение системы, В	1500	1000	1000
Рабочая температура, °С	от -40 до +85 °С	от -40 до +85 °С	от -40 до +85 °С
Вес, кг	19	22,5	19
Макс. статическая нагрузка лицевая, Па	5400	5400	5400
Степень защиты	IP65	IP65	IP65
КПД, %	19,7	19,01	20,15
Гарантированная номинальная мощность модуля от начального значения через 25 лет, %	84,6	80	80,2
Цена, руб.	14790	14484	15110

На основе данных для сравнения можно сделать вывод о том, что панели фирмы «Nevel» являются наилучшим вариантом, так как сделаны полностью российской фирмой с использованием передовых технологий, имеют относительно невысокую цену и немалое значение КПД, а также высокую гарантированную номинальную мощность через 25 лет использования, что является немаловажным показателем.

Следующим важным устройством любой солнечной электростанции является **инвертор**. Его присутствие в схеме необходимо, поскольку батареи вырабатывают постоянный ток, а в электросетях используется переменный.

В зависимости от того, как будет работать солнечная электростанция – автономно, с подключением к общей сети или смешанно, приобретается инвертор соответствующего типа. Подключение прибора осуществляется с точным соблюдением полярности между группой генерирующих ток модулей с одной стороны и всеми прочими элементами системы – с другой.

При выборе инвертора ориентируются на следующие важные характеристики:

- величина входного напряжения;
- максимальная и номинальная мощность;
- потребление без нагрузки;
- форма тока на выходе (идеальной считается чистая синусоида);
- масса устройства;
- наличие вентилятора и его функциональность;
- набор механизмов защиты;
- КПД;
- наличие режима ожидания;
- рабочий диапазон температур [7].

Еще одним важным элементом данной системы является контроллер заряда. Так как в системе используются аккумуляторы, необходимо контролировать их заряд, чтобы избежать пагубных последствий. Наиболее распространены:

- широтно-импульсные PWM (Pulse-Width Modulation), достаточно качественно модулирующие ток и заряжающие АКБ на 100%;
- интеллектуальные MPPT (Maximum power point tracking for low power photovoltaic solar panels) – более дорогой вариант, но обладающий более высокой (на 30-35%) эффективностью;
- гибридные – в основном используемые на станциях, где солнечная электростанция и ветровая электростанция функционируют вместе.

Выбор контроллера зависит преимущественно от общей мощности, производительности и стоимости электростанции.

Заключительным элементом являются аккумуляторы. Так как солнечные панели вырабатывают электричество только в дневное время, необходимо в часы наименьшего потребления сохранять выработанную энергию. При наличии высокой выработки электроэнергии солнечными панелями в аккумуляторах накапливается избыток генерации. В то время, когда выработка снижается или

отсутствует, например, ночью, сохраненная в АКБ энергия отдается обратно в сеть [8].

В зависимости от потребностей и финансовых возможностей владельца, для станции выбирается один из следующих типов аккумуляторов:

Таблица 3– Характеристики АКБ

	AGM, свинцово-кислотные	GEL, на основе геля	АКБ на основе литий-железо-фосфата
Срок службы, лет	5-10	15-20	15-20
Заряд/разряд, 100%	200	150	6500
Заряд/разряд, 50%	350	550	23000
Заряд/разряд, 30%	800	1200	50000
Диапазон температур, °С	+15 / +25 °С	+10 / +35 °С	-30 / +60 °С
Экологическая безопасность	низкая	средняя	высокая

Принцип работы солнечной электростанции основывается на фотоэлектрическом эффекте, который заключается в следующем:

- поток фотонов падает на поверхности солнечных панелей;
- свет определенной длины волны – в основном видимое и отчасти УФ и ИК излучение – поглощается слоем кремния или редкоземельных материалов;
- в рабочем слое ячеек возникает так называемая р/п-проводимость, в результате которой фотоны выбивают из атомов полупроводника свободные электроны;
- их поток представляет собой постоянный электрический ток, который по токопроводящим дорожкам направляется в инвертор;
- оттуда к потребляющим устройствам и АКБ направляется трехфазный переменный ток напряжением, используемый потребителями.

В автономных солнечных электростанциях вся сгенерированная энергия остается в системе. Если солнечная электростанция подключена к общей энергосистеме, то излишки энергии могут выдаваться в сеть. За рубежом такое использование очень распространено, и владельцы таких станций даже получают деньги за то, что отдают полученную от солнечной электростанции энергию в сеть [7].

В настоящее время в местах с холодным климатом уже функционируют несколько солнечных электростанций, построенных российской фирмой «Nevel». Непосредственно в арктической зоне работают электростанции в сельских поселениях Снежное и Канчалан Анадырского района Чукотского автономного округа.

Совокупная мощность двух автономных гибридных электроустановок (АГЭУ) составляет 2600 кВт, в том числе мощность солнечной генерации - 550 кВт, емкость систем накопления энергии - 470 кВт•ч. Также в рамках проекта была создана необходимая сетевая инфраструктура, проведена модернизация действующей дизельной генерации.

Управление АГЭУ осуществляется автоматически, обеспечивая наиболее оптимальный режим работы и экономию топлива. Данные электростанции обеспечивают надёжное, качественное и бесперебойное электроснабжение двух удалённых поселений региона, население которых составляет около 700 человек.

Применение солнечной генерации и накопителей позволит значительно – до 30% снизить расход топлива и продлить ресурс дизельных генераторов. Ожидается, что экономия дизельного топлива составит 2310 тонн за весь период действия энергосервисного договора.

Строительство данных станций заняло ровно год. Оно началось в августе 2020 года, а в августе 2021 электроустановки уже заработали в полную мощность.

Капитальные затраты на строительство АГЭУ в селе Канчалан составили 109,3 млн рублей, в селе Снежное – 95,5 млн рублей (цены на 2021 год). АГЭУ построены в рамках энергосервисного контракта с регионом за счёт средств Группы компаний «Хевел». Такая финансовая модель позволила избежать роста тарифов для конечных потребителей электроэнергии и в будущем обеспечит снижение нагрузки на региональный бюджет. Экономия бюджетных средств будет достигнута за счёт сокращения расходов на закупку дизельного топлива [12].

Кроме того, в феврале 2023 года ввели в эксплуатацию одну из крупнейших в России автономную гибридную солнечно-дизельную электрическую установку общей мощностью 14,1 МВт. Данный проект реализован в поселке Тура Эвенкийского района Красноярского края также компанией «Невел». Мощность непосредственно солнечных модулей составляет 2,5 МВт. Электростанция также имеет систему накопления энергии, емкостью 450 кВт•ч. За счет данного проекта обеспечивается электроснабжение поселка с населением 5 тыс. человек круглые сутки. Согласно данным компании итоговая экономия топлива составляет до 12%. Внедрение ВИЭ позволяет сократить долю дорогостоящей генерации и в целом обеспечить устойчивое энергоснабжение отдаленных территорий края. Финансовой задачей таких проектов является снижение расходов регионального бюджета, что, в свою очередь, после возврата инвестиций в строительство станции поможет сократить субсидии на закупку ДТ. Для населения польза состоит в том, что не потребуется повышать тариф [13].

1.3 Малая гидроэнергетика

Малая гидроэлектростанция – электроустановка, предназначенная для электроснабжения потребителей в местах, удаленных от линий электропередач, расположенных возле водоемов, обеспечивающих создание рабочего напора.

Преимущество всех видов гидроэлектростанций по сравнению с ветроэнергетикой и солнечной энергетикой – это возможность получения прогнозируемого графика выработки электрической энергии, что закладывает пер-

спективы использования малых ГЭС, в том числе и на работу в единой энергосистеме.

Согласно Федеральному закону от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» к малым объектам гидроэнергетики относятся гидроэлектростанции всех типов мощностью до 25 МВт. [3, с.38].

Для преобразования энергии потока воды в механическую энергию приводного вала генератора, в той или иной степени используются различные типы гидротурбин: поворотно-лопастные, радиально-осевые, импульсные, ковшовые, капсульные, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения и т. д.

Как правило, для функционирования объектов малой гидроэнергетики не требуется постройка сложных гидротехнических сооружений – плотин. Поэтому их турбины устанавливаются либо в свободном потоке воды, либо в специальном напорном трубопроводе.

Преимущество всех видов гидроэлектростанций по сравнению с ветроэнергетикой и солнечной энергетикой – это возможность получения прогнозируемого графика выработки электрической энергии, что закладывает перспективы использования малых ГЭС, в том числе и на работу с энергосистемой.

Конструктивно малые гидроэлектростанции подразделяются на следующие категории:

- Плотинная МГЭС. Данный тип гидроэлектростанций функционирует по принципу, подобному принципу действия больших плотинных ГЭС, таких как Красноярская, Саяно-Шушенская или Братская ГЭС. Река преграждается плотиной, уровень реки повышается до расчетного уровня удержания воды плотиной (верхнего бьефа). За счет разности высот вода под давлением подается на гидротурбину, которая вращает электрогенератор. Все приплотинные станции имеют водохранилище и оказывают влияние на экосистему реки, на которой они установлены. Но если водохранилища больших гидроэлектростанций, будучи огромными аккумуляторами тепла, изменяют климатическую зону в районе, где они находятся, то малые приплотинные ГЭС к климатическим изменениям не приводят.

Приплотинные станции традиционно самые дорогие в строительстве, так как требуют строительства дамбы из гидротехнического бетона повышенной прочности. Место расположения станции должно тщательно выбираться, чтобы при подъеме уровня воды река не нашла себе новое русло в обход дамбы. С другой стороны, приплотинные станции дают самую прогнозируемую выработку в течение года. Они могут эксплуатироваться круглый год, не замерзая в зимний период. За счет возможности накапливать воду в водохранилище приплотинные станции менее чувствительны к резкому выпадению осадков. Они также более устойчивы в засушливые периоды, чем деривационные и погружные гидроэлектростанции [3, с.39].

- Деривационная МГЭС – малая гидроэлектростанция, в которой необходимый напор создается за счет естественного перепада уровней воды при

напорной или безнапорной деривации. Данный тип гидроэлектростанций использует часть потока реки для выработки электроэнергии гидрогенераторами. При этом основное русло реки не задействуется, что позволяет сохранить экосистему реки. Деривационные МГЭС не имеют своих водохранилищ. С одной стороны, это хорошо сказывается на экосистеме реки и окружающей территории. С другой стороны, в засушливые периоды объем воды, проходящий через деривационный канал, может снижаться вместе с уровнем реки.

На территории Красноярского края функционирует деривационная гидроэлектростанция – Енашиминская ГЭС, расположенная вблизи поселка Енашино Северо-Енисейского района. Станция была введена в эксплуатацию в 1961 году и функционирует до сих пор [3, с.40].

- Погружная МГЭС – гидроэлектростанция, в которой используются погружные, т. е. размещаемые под водой, гидроагрегаты. Данный тип ГЭС является самым маломощным. Такие станции, как правило, не имеют капитальных сооружений, влияющих на русло реки. Станции работают только за счет свободного потока воды. Это сразу же накладывает ограничения на их мощность. Погружные и плавучие МГЭС имеют мощности в пределах нескольких десятков киловатт. Такие станции могут служить источниками электрической энергии для небольших децентрализованных потребителей. Технически возможно устанавливать в ряд несколько таких свободнопоточных мини-электростанций, если это позволяют рельеф и ресурсы реки. В таком случае может появиться техническая возможность получить мощность в сотни киловатт.

Все виды погружных и плавучих МГЭС для территории России остаются сезонными генераторами электрической энергии. Плавучие станции замерзают вместе с поверхностью реки. Замерзая, вода расширяется, что может повредить элементы оборудования. Для погружных станций поверхностное замерзание реки не представляет угрозу, но могут возникнуть трудности с обслуживанием в период обледенения реки. К тому же погружные станции могут быть повреждены ледоходом в весенний период. Погружные и плавучие МГЭС из всех видов гидроэлектростанций наиболее чувствительны к изменению потока воды (замедлению во время засухи и повышению после выпадения осадков). Поэтому в таких гидрогенераторах приходится применять дополнительные технические решения для стабилизации напряжения в пределах промышленной частоты. А это, в свою очередь, приводит к увеличению цены и снижению производительности станции.

- Свободнопоточная МГЭС – гидроэлектростанция, которая использует кинетическую энергию водного потока;

- Плавучая МГЭС – гидроэлектростанция, гидроагрегаты которой располагаются на плавучих средствах.

Наибольшее распространение получили малые ГЭС плотинного типа, деривационные, погружные и плавучие ГЭС [3, с.41].

Выводы по главе 1: Обзор и анализ возобновляемых источников показал, что применение всех трех рассмотренных ВИЭ на Севере возможно. Кроме того, рассмотренные практические применения позволяют значительно эконо-

мить потребляемое углеродное топливо, а также помогают некоторое время не поднимать тарифы на электроэнергию для потребителей. При выборе возобновляемого источника энергии необходимо учитывать климатические условия: солнечную инсоляцию, среднегодовую скорость ветра, а также наличие подходящих рек (в случае строительства ГЭС).

2 Выбор поселка и анализ его энергетического потенциала

2.1 Поселок городского типа Диксон

Диксон — посёлок городского типа, расположенный на западной оконечности Берега Петра Чичагова полуострова Таймыр и на острове Диксон, разделённых полуторакилометровым проливом. До 1 января 2007 года был административным центром Диксонского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.

С 1 января 2006 года в соответствии с Законом Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа от 3 ноября 2004 года № 308 «Об установлении границ муниципальных образований Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа и наделении их статусом городских, сельских поселений, муниципального района» в границах существовавшего на 6 октября 2003 года муниципального образования «Диксонский район» образовано муниципальное образование «Городское поселение Диксон». Городское поселение Диксон является административно-территориальным образованием, которое входит в состав Таймырского Долгано – Ненецкого муниципального района. В границах поселения осуществляется местное самоуправление, имеются муниципальная собственность, местный бюджет.

Общая площадь муниципального образования «Городское поселение Диксон» составляет 218,959 тыс. кв. км.

Административным центром муниципального образования «Городское поселение Диксон» является поселок городского типа Диксон.

Диксон основан в 1915 году на острове, континентальная часть построена позже. Полярная станция, действующая в Диксоне с 1916 года, на базе которой работают радиометеорологический центр и геофизическая обсерватория, сыграла роль градообразующего предприятия.

В 1985 году население Диксона составляло около 5 тыс. человек, но в связи с массовым отъездом жителей в более благоприятные места для жизни, за 10 лет население Диксона сократилось почти в 10 раз. Плотность населения – 0,003 человека на 1 км². Количество человек, проживающих в Диксоне, по состоянию на 2020 год составляет 529.

Северная граница городского поселения Диксон пролегает в пределах акватории Северного Ледовитого океана и охватывает северную часть Евразии – полуостров Таймыр, архипелаги Северная Земля, Седова, Норденшельда, группу островов морей Карского и Лаптевых и их акватории. На юге, западе и востоке поселение имеет смежные границы с сельскими поселениями Караулом и Хатангой, а также поселками городского поселения Дудинки [14].

Диксон расположен на северо-западной оконечности Таймырского полуострова, в устье Енисейского залива, на побережье Карского моря и является самым северным портом в России. Это арктический порт, с которым связана история освоения Северного морского пути. Диксон разделен бухтой на две части — островную и материковую. Между островом и береговым поселком рас-

стояние 1,5 км. Даже письма сюда приходят по двум адресам: Диксон — остров и Диксон — материк. Зимой автотранспорт ездит по замерзшему льду, летом движение осуществляют на катерах. Весной и осенью из одной части поселка в другую можно попасть лишь на вертолете.

Расстояние до краевого центра (г. Красноярск) — 2507 км, до районного (г. Дудинка) — 650 км по воде.

Расстояния от аэропорта Диксон до ближайших аэропортов:

- Дудинка — 506 км;
- Норильск (Алыкель) — 526 км.;
- Хатанга – 750 км.;
- Ближайший порт: Дудинский морской порт — 670 км.

Климат поселения очень суровый, чрезвычайно ветренный и соответствует природно-климатическим зонам – арктической пустыне и тундре.

По многолетним наблюдениям в Диксоне метеорологические величины имеют следующие средние характеристики в течение года:

- абсолютный минимум температуры — 49° С;
- абсолютный максимум температуры + 27° С;
- средняя температура зимой — 30° С;
- средняя температура летом + 9° С;
- абсолютный максимум скорости ветра 40 м/сек;
- средняя скорость ветра в году 7,4 м/сек;
- продолжительность полярной ночи 82 дня;
- продолжительность полярного дня 100 дней;
- начало ледообразования в бухте Диксон 4 октября;
- очищение бухты Диксон льда 17 июня;
- толщина льда 166 см.;
- Осадки составляют в среднем 250 мм в год;
- Снег лежит в среднем 270-290 дней в году [14];

Наиболее крупные реки: река Пяпина (протяженность 700км), Нижняя Таймыра и её левый приток Шренк (протяженностью 330км), Ленивая (250км), Хутудабига (около 180 км), Коломейцева (120 км), Ленинградская (230 км) и очень много мелких (Лемберова, Ефремова, Глубокая, Широкая, Крестьянка, Домба, Убойная, Гранатовая, Гусиная, Ленивая и др). В поселении много озер, особенно в южной части.

Животный и растительный мир на территории поселения уникален. Птичьи базары, белый медведь, полярный волк, северный олень, песец, морские животные – нерпа, морж, морской заяц, ценные породы рыбы – нельма, омуль, голец, муксун, сиг, хариус, чир, уникальные плантации золотого корня представляют бесценное богатство.

В 1993 году здесь был создан Большой Арктический заповедник, площадь которого — 4 169 222 га. На территории заповедника расположены летние гнездовья краснозобых и чернозобых казарок, гусей, уток, куропаток, лебедей, куликов, полярных сов и других редких видов птиц.

Благодаря финансовой помощи правительства Голландии была построена биостанция «Баренц», которая позволяет производить орнитологические исследования и участвовать в международных программах Всемирного Фонда Дикой Природы (WWF). В 1995 г. президент этого фонда герцог Эдинбургский принц Филипп совершил ознакомительную поездку по Диксонскому району, в ходе которой ему были представлены результаты биологических исследований, проводимых на этой биостанции.

В геологическом отношении территория по причине труднодоступности и суровости арктического климата характеризуется низкой изученностью и экономически практически не освоена, хотя обладает высоким потенциалом минеральных ресурсов. Геологоразведочные работы велись здесь более 60 лет. За это время было разведано более 1000 месторождений полезных ископаемых. Наиболее приоритетными видами полезных ископаемых является каменный уголь (более 100 месторождений и углепроявлений с прогнозными ресурсами в 185,6 млрд.т.), бурый уголь (прогнозные ресурсы –7,7 млрд.т), графиты (прогнозные ресурсы свыше 300 млн.т), природные термоантрациты (прогнозные ресурсы –400 млн.т), золото (прогнозные ресурсы более 4000т, в т.ч. свыше 10т –подсчитанные запасы). Основные ресурсы металлов поселения связаны с Таймырско – Североземельской золотоносной провинцией и Таймырской никеленосной и полиметаллической рудно-формационной зоной, а также Таймырским угольным бассейном. Промышленное использование минерально-сырьевых ресурсов фактически не осуществляется, кроме артельной золотодобычи россыпного золота в небольших объемах в южной части о. Большевик архипелага Северная земля [14].



Рисунок 4 – пгт. Диксон, фото со спутника

Электроснабжение поселения Диксон технологически не связано с Единой энергетической системой РФ.

Для электроснабжения сезонных населённых пунктов, предприятий добывающей промышленности на о.Большевик (Бухта Солнечная) используются локальные (автономные) источники электроснабжения. Электроснабжение объектов специального назначения (пограничных застав) осуществляется от ведомственных локальных источников.

Суммарная мощность 9 электрогенерирующих установок в п.г.т. Диксон составляет ~6600 кВт, из которых 3 расположены на о.Диксон. Общие среднегодовые потребности в топливе для ДЭС посёлка составляют около 2500 т арктического дизельного топлива [14].

Суммарная выработка электроэнергии составляет ~6 млн. кВт*ч/год, из которых около 50% используется для обеспечения собственных нужд поставщиком электроэнергии.

На материковой части посёлка Диксон расположена дизельная электростанция №1. В составе электростанции имеется шесть дизельных электрогенераторов марки «Шкода» 6LS 350 PN, суммарная мощность агрегатов составляет 2395 кВт. Здание электростанции построено в 1971 году, общая площадь объекта 1121 м². Техническое состояние дизелей характеризуется значительной степенью износа оборудования. Потери при передаче электрической энергии в материковой части ~7%.

На материковой части сконцентрирована основная часть потребителей электрической энергии. Большая часть производимой электроэнергии расходуется на нужды жилищно-коммунального хозяйства.

Сетевое хозяйство состоит из линий электропередачи 6 кВ и 0,4 кВ в воздушном и кабельном исполнении, трансформаторных подстанций открытого типа, распределительных устройств (4 ед.) и распределительных пунктов (2 ед.).

Прогнозируемые расходы электроэнергии представлены в таблице 4 [15].

Таблица 4 – Прогнозируемые расходы электроэнергии

Показатели	Единицы измерения	Базовый период 2015 г.	2016	2017	2018	2019	2025
Потребность электроэнергии	Тыс. кВт*ч/год	4200	4600	4800	5000	5200	6000
Расчет укрупненных показателей нагрузок	МВт	1,7	1,96	2,22	2,48	2,74	4,3

Таблица 5 – Перечень действующих трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ материковой части п.г.т. Диксон [15]

№	Наименование	Мощность, кВА
1	ТП №1 (материк)	действующая 560
2	ТП №2 (материк)	действующая 630
3	ТП №5 (материк)	действующая 160
4	ТП №6 (материк)	действующая 400
5	ТП №9 (материк)	действующая 60
6	ТП ПМК	действующая 630
Всего		2440

Номинальная суммарная трансформаторная мощность по отчётным данным составляет 2440 кВА. Ранее, с учётом выведенных из эксплуатации трансформаторов, установленная мощность трансформаторов составляла 4920 кВА.

В островной части посёлка расположена дизельная электростанция №2. В составе электростанции три агрегата АС 806/315, суммарная мощность агрегатов составляет 830 кВт. Действующие дизельные генераторы имеют сильный износ и практически выработали свой ресурс.

Производимая на о.Диксон электроэнергия идёт на покрытие потребностей аэропорта Диксон, гидрометеорологической обсерватории, пожарного депо и ряда других объектов [15].

2.2 Анализ солнечной энергии

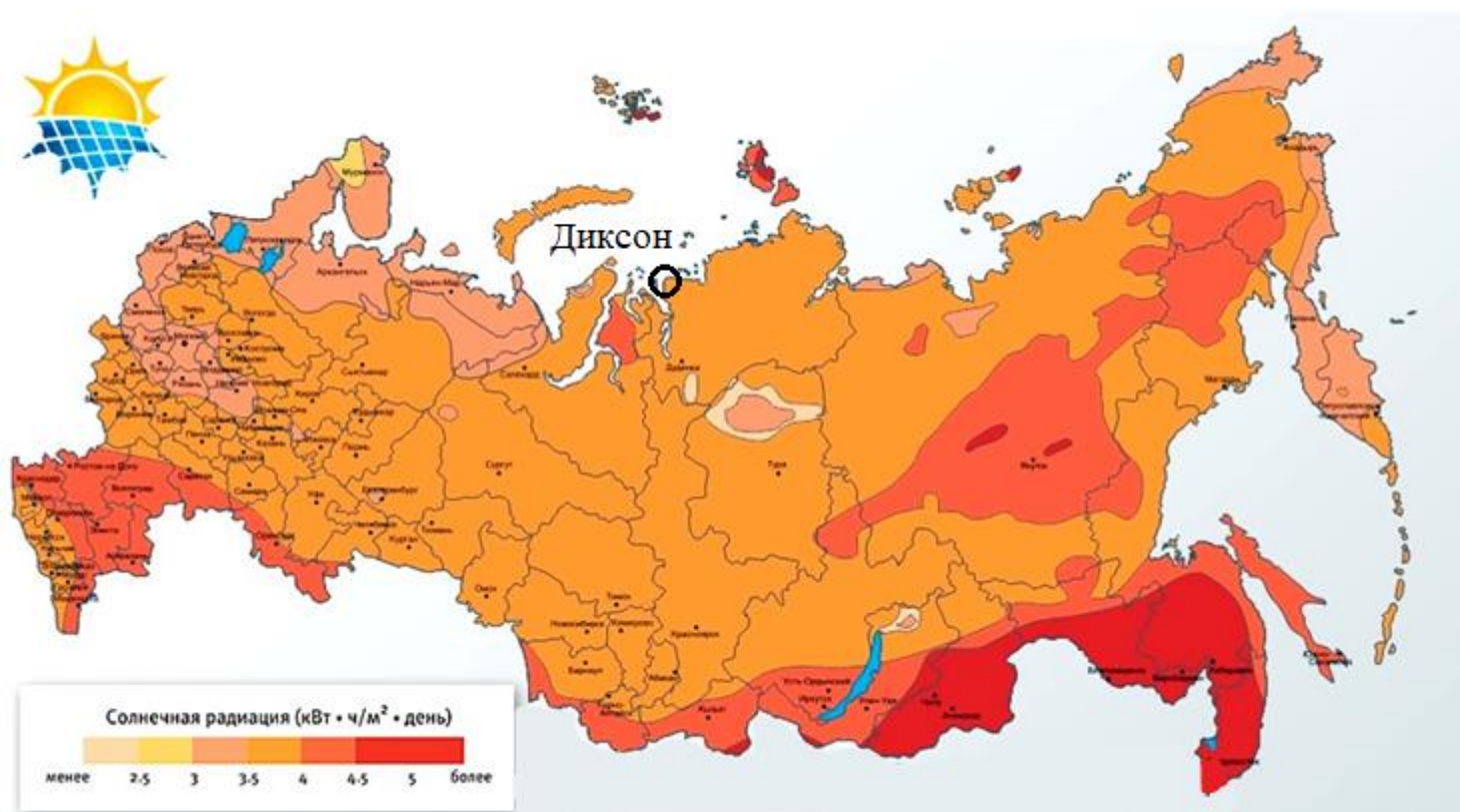


Рисунок 5 – Карта солнечной активности России

Как видно на карте, пгт. Диксон находится в зоне, в которой среднее значение солнечного излучения составляет от 3,5 до 4 кВт·ч/м² в день. С одной стороны, данные значения теоретически подходят для использования солнечных электростанций. Но, с другой стороны, 82 полярные ночи в году ставят под сомнение использование только данного вида энергии. Так как в работе не стоит цель полностью заместить ДЭС возобновляемыми источниками энергии, то использование СЭС в совокупности с другими видами энергии теоретически возможно [16].

2.3 Анализ ветровой энергии

Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район является одним из самых северных административных районов Красноярского края и России. Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район наиболее перспективен к использованию ветроэнергетического потенциала (ВЭП). Большая часть района попадает под I ветровую зону. Наличие высокого ВЭП обусловлено границей с Северным Ледовитым океаном. Оставшаяся часть попадает под II ветровую зону, и лишь малый фрагмент южной части района – под III ветровую зону. Большая часть территории района также не имеет централизованного электроснабжения.

На территории района рекомендуется использование ветроэнергетических установок для производства электрической и тепловой энергии, особенно в районах с децентрализованным электроснабжением. На территории муниципального образования возможно строительство объектов большой, средней и малой ветроэнергетики. Учитывая специфику децентрализованных потребителей, рекомендуется выделить среднюю ветроэнергетику. [17, с.65]

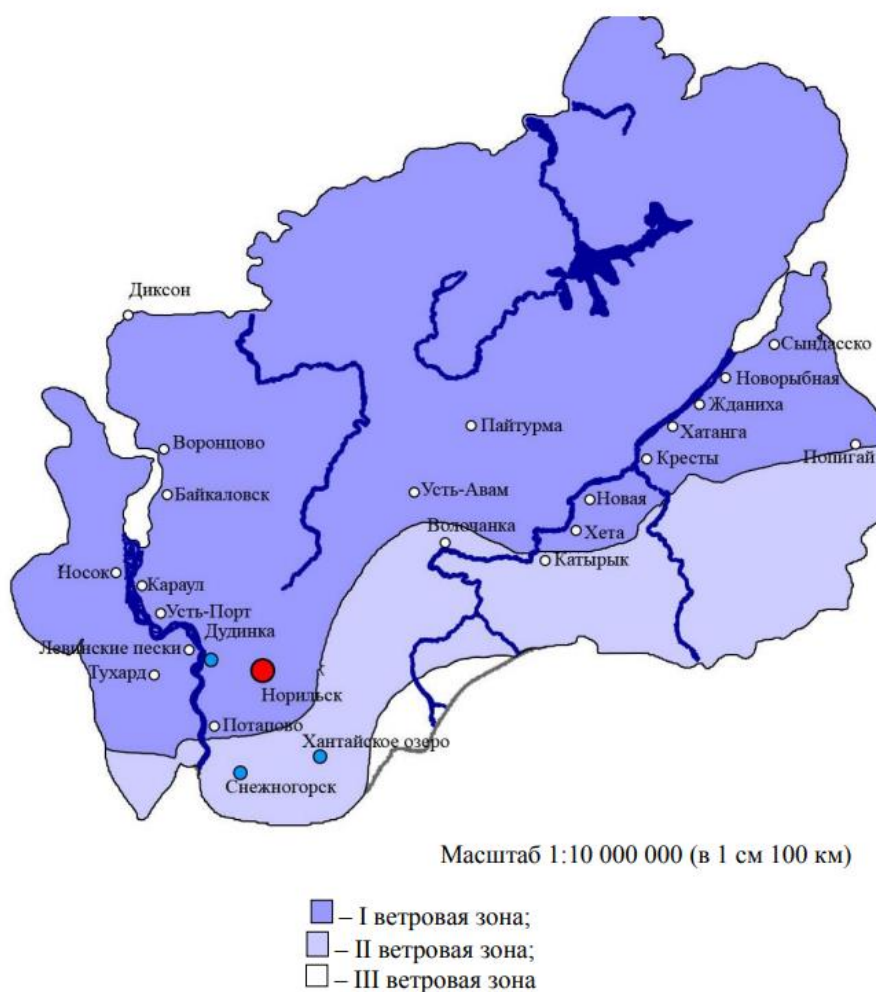


Рисунок 6 – Районирование Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района по ветровым зонам

Таблица 6 – Среднемесячные и среднегодовые скорости ветра по метеорологической станции [17, с.66]

Номер метеостанции	Метеорологическая станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
21	Диксон	8,6	7,6	7,5	7,2	7,2	7,0	6,4	6,7	7,4	8,0	8,3	8,4	7,5

Таблица 7 – Ветроэнергетические характеристики местности в пгт. Диксон [17, с.18]

Населенный пункт	Среднегодовая скорость ветра, м/с	$P_{уд}$, Вт/м ²	$E_{уд}$, Дж /м ² в год	Валовый потенциал, W_v , МВт·ч/ год
Диксон	7,5	486	4257,9	5346,7

На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что пгт. Диксон обладает достаточным ветроэнергетическим потенциалом для установки ВЭС.

2.4 Анализ гидроэнергии

В пределах пгт. Диксон отсутствуют какие-либо водные ресурсы, пригодные для преобразования энергии воды в электрическую энергию. Следовательно, использование ГЭС в данном случае невозможно.

Выводы по главе 2 :

Рассматриваемый поселок Диксон располагается на западной оконечности Берега Петра Чичагова полуострова Таймыр и на острове Диксон, разделённых полуторакилометровым проливом и является самым северным портом России. По данным на 2020 год в поселке проживают 529 человек. Средняя температура зимой – 30° С, средняя температура летом + 9° С. Диксон имеет стратегическое значение с точки зрения сопровождения судов по Северному морскому пути, а также ввиду наличия климатической и орнитологической станций. Также стоит отметить, что близлежащая местность обладает большими запасами полезных ископаемых, что в перспективе может повысить востребованность поселка и дать новый стимул к его развитию.

Анализ энергетического потенциала пгт. Диксон показал, что в данном населенном пункте потенциально возможно применение как солнечных электростанций (средняя солнечная инсоляцией от 3,5 до 4 кВт·ч/м² в день), так и ветряных электростанций (поселок находится в первой ветровой зоне со среднегодовой скоростью ветра 7,4 м/с). Строительство ГЭС в данном случае невозможно ввиду отсутствия подходящих водных ресурсов.

При этом наиболее перспективным источником для применения является ветер, так как поселок имеет высокую среднегодовую скорость ветра и находится на побережье, что способствует высокой интенсивности ветровых потоков. Кроме того, в поселке имеется грузовой порт, способный принять необходимое оборудование.

4 Технико-экономический расчет выгоды внедрения ВИЭ

Для технико-экономического сравнения вариантов предлагается следующая методика расчета [17, с.183].

В качестве примера рассчитаем первый вариант: 2 установки Sinovel с $P_{\text{НОМ.}}^{\text{ВЭС}} = 1500$ кВт, ёмкость накопителей энергии $W_{\text{НОМ.}}^{\text{АКБ}} = 2000$ кВт·ч.

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

$$C_{\text{ВЭС}} = C_{\text{ВЭУ}} \cdot n \cdot K_{\text{евро}} = 1 \cdot 2 \cdot 85 = 170, \quad (4.1)$$

где $C_{\text{ВЭУ}}$ – стоимость одной ВЭУ, равная 1 млн.евро [28].

n – количество ВЭУ, шт.

$K_{\text{евро}}$ – курс евро к рублю, равен 85 руб. за евро [4.04.2023].

2. Налог на добавленную стоимость НДС. Величина НДС составляет 20 % от цены, по которой покупается товар. НДС распространяется как на товары российского производства, так и на товары иностранных производителей, млн.руб.:

$$\text{НДС} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,20 = 170 \cdot 0,2 = 34, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – стоимость ВЭС, млн.руб.

3. Затраты на страхование груза. При транспортировке груза есть вероятность возникновения аварийных ситуаций, которые могут привести к повреждениям и вывести оборудование из строя. Затраты на страховку $Z_{\text{СТР1}}$ составляют 3 % от стоимости оборудования, млн.руб.:

$$Z_{\text{СТР1}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,03 = 170 \cdot 0,03 = 5,1, \quad (4.3)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

4. Таможенные платежи $Z_{\text{ТАМ}}$. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей составляет 5% от стоимости оборудования, млн.руб.:

$$Z_{\text{ТАМ}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,05 = 170 \cdot 0,05 = 8,5, \quad (4.4)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

5. Затраты на доставку оборудования $Z_{\text{ДОСТ}}$. Доставка оборудования осуществляется морским путем из Азии морским путем в сорокафутовых контейнерах. Для применяемых ВЭУ большой мощности доставка до порта Диксона будет составлять около 60 тыс. евро за 1 установку большой мощности (0,9-1,5 МВт). С учетом того, что данные взяты из методички 2015 года, необходимо умножить стоимость доставки на коэффициент инфляции, который с 2015г. по

2023г. составляет $K_{\text{инфл.}} = 1,6$. Тогда затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле, млн.руб.:

$$Z_{\text{ДОСТ}} = Z_{\text{ДОСТ1ВЭУ}} \cdot K_{\text{инфл.}} \cdot K_{\text{евро}} \cdot n = 60000 \cdot 1,6 \cdot 85 \cdot 2 = 16,32, \quad (4.5)$$

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

$K_{\text{евро}}$ – курс евро к рублю, равен 85 руб. за евро [4.04.2023];

n – количество ВЭУ, шт;

$K_{\text{инфл.}}$ – коэффициент инфляции.

6. Затраты на проектные работы $Z_{\text{ПР}}$. Затраты на проектные работы определяются в размере 10 % от стоимости закупаемого оборудования. Данное значение получено в ходе ведения переговоров с ведущими проектно-монтажными компаниями Красноярского края, млн.руб.:

$$Z_{\text{ПР}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,1 = 170 \cdot 0,1 = 17, \quad (4.6)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

7. 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, млн.руб.:

$$Z_{\text{Ф}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,07 = 170 \cdot 0,07 = 11,9, \quad (4.7)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

8. 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 переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Эти затраты также уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ, млн.руб.:

$$Z_{\text{СМР}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,1 = 170 \cdot 0,1 = 17, \quad (4.8)$$

где $C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

9. Затраты на страховку при проведении СМР $Z_{\text{СТР2}}$. При проведении СМР также существует вероятность возникновения аварийных ситуаций вследствие неправильных действий персонала или непредвиденных обстоятельств. Стоимость страховки при СМР составляет 2 % от стоимости оборудования, млн.руб.:

$$Z_{\text{СТР2}} = C_{\text{ВЭС}} \cdot 0,02 = 170 \cdot 0,02 = 3,4, \quad (4.9)$$

где $C_{ВЭС}$ – то же, что в формуле (4.2), млн.руб.

10. Затраты на строительство подстанции и ЛЭП $Z_{лэп}$. 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. Согласно рисунку 23 ВЭС устанавливается в пределах 2 км от Диксона. Принято решение усреднить предлагаемую стоимость трансформаторной подстанции в размере 8 млн.руб. для подстанций с двумя ВЭУ.

11. Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС $Z_{со}$. 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. Рекомендуется закупка следующего оборудования:

- специальный транспорт;
- оборудование для диагностики;
- различные рабочие инструменты;
- спецодежда и др.

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

12. Дополнительные затраты и риски $Z_{доп}$. 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 решение усреднить значение

статьи затрат «Риски» для ветропарков из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт в размере 15 млн руб.

13. Капитальные (приведенные) затраты $K_{ВЭС}$ на строительство ветропарков из ВЭУ большой мощности определяются как сумма вышеперечисленных затрат, млн.руб.:

$$K_{ВЭС} = C_{ВЭС} + НДС + Z_{СТР1} + Z_{ТАМ} + Z_{ДОСТ} + Z_{ПР} + Z_{Ф} + Z_{СМР} + Z_{СТР2} + Z_{ЛЭП} + Z_{СО} + Z_{ДОП}. \quad (4.10)$$

где $C_{ВЭС}$ – стоимость ВЭС, млн.руб.;

НДС – налог на добавленную стоимость, млн.руб.;

$Z_{СТР1}$ – затраты на страхование груза, млн.руб.;

$Z_{ТАМ}$ – таможенные платежи, млн.руб.;

$Z_{ДОСТ}$ – затраты на доставку оборудования, млн.руб.;

$Z_{ПР}$ – затраты на проектные работы, млн.руб.;

$Z_{Ф}$ – затраты на строительство фундамента, млн.руб.;

$Z_{СМР}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, млн.руб.;

$Z_{СТР2}$ – затраты на страховку при проведении СМР, млн.руб.;

$Z_{ЛЭП}$ – затраты на строительство подстанции и ЛЭП, млн.руб.;

$Z_{СО}$ – закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, млн.руб.;

$Z_{ДОП}$ – дополнительные затраты и риски, млн.руб.

$$K_{ВЭС} = 170 + 34 + 5,1 + 8,5 + 16,32 + 17 + 11,9 + 17 + 3,4 + 8 + 5 + 15 = 311,22.$$

14. Стоимость накопителей энергии $C_{НАКОП}$, млн. руб. определяется ценой на накопители конкретного производителя за 1 МВт·ч, умноженной на требуемую емкость:

$$C_{НАКОП} = C_{1МВт·ч} \cdot E = 40 \cdot 2 = 80, \quad (4.11)$$

где $C_{1МВт·ч}$ – цена за 1 МВт·ч, млн.руб/ МВт·ч;

E – ёмкость накопителей, МВт·ч.

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

$$НДС_{НАКОП} = C_{НАКОП} \cdot 0,20 = 80 \cdot 0,20 = 16, \quad (4.12)$$

где $C_{НАКОП}$ – стоимость накопителей энергии $C_{НАКОП}$, млн. руб.

16. 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:

$$Z_{НСТР} = C_{НАКОП} \cdot 0,03 = 80 \cdot 0,03 = 2,4, \quad (4.13)$$

где $C_{НАКОП}$ – то же, что в формуле (4.12), млн.руб.

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

18. 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, млн. руб.:

$$Z_{НДОСТ} = \frac{Z_{ДОСТМВТ\cdot ЧН} \cdot K_{Евро} \cdot n}{1000} = \frac{5 \cdot 85 \cdot 2}{1000} = 0,85, \quad (4.14)$$

где $Z_{НДОСТ}$ – затраты на доставку 1 МВтч накопителей, млн.евро;

$K_{Евро}$ – курс евро к рублю, равен 85 руб. за евро [4.04.2023].

19. Затраты на проектные работы $Z_{ПР}$, млн.руб. Затраты на проектные работы определяются в размере 5 % от стоимости закупаемого оборудования. Данное значение получено в ходе ведения переговоров с ведущими проектно-монтажными компаниями Красноярского края.

$$Z_{ПР} = C_{НАКОП} \cdot 0,05 = 80 \cdot 0,05 = 4, \quad (4.15)$$

где $C_{НАКОП}$ – то же, что в формуле (4.12), млн.руб.

20. Затраты на строительство фундамента $Z_{Ф}$. 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, млн.руб.:

$$Z_{Ф} = C_{НАКОП} \cdot 0,07 = 80 \cdot 0,07 = 5,6, \quad (4.16)$$

где $C_{НАКОП}$ – то же, что в формуле (4.12), млн.руб.

21. Затраты на проведение строительно-монтажных работ $Z_{СМР}$.

Затраты на СМР определяются в размере 10 % от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате переговоров

с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Эти затраты также уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ, млн.руб.:

$$Z_{\text{СМР}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,1 = 80 \cdot 0,1 = 8, \quad (4.17)$$

где $C_{\text{НАКОП}}$ – то же, что в формуле (4.12), млн.руб.

22. 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, млн.руб.:

$$Z_{\text{СТР2}} = C_{\text{НАКОП}} \cdot 0,02 = 80 \cdot 0,02 = 1,6, \quad (4.18)$$

где $C_{\text{НАКОП}}$ – то же, что в формуле (4.12), млн.руб.

23. Капитальные (приведенные) затраты K_1 на накопители энергии определяются как сумма вышеперечисленных затрат, млн.руб.:

$$K_{1\text{НАКОП}} = C_{\text{НАКОП}} + \text{НДС} + Z_{\text{СТР1}} + Z_{\text{ТАМ}} + Z_{\text{ДОСТ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{Ф}} + \\ + Z_{\text{СМР}} + Z_{\text{СТР2}}, \quad (4.19)$$

где $C_{\text{НАКОП}}$ – стоимость ВЭС, млн.руб.;

НДС – налог на добавленную стоимость, млн.руб.;

$Z_{\text{СТР1}}$ – затраты на страхование груза, млн.руб.;

$Z_{\text{ТАМ}}$ – таможенные платежи, млн.руб.;

$Z_{\text{ДОСТ}}$ – затраты на доставку оборудования, млн.руб.;

$Z_{\text{ПР}}$ – затраты на проектные работы, млн.руб.;

$Z_{\text{Ф}}$ – затраты на строительство фундамента, млн.руб.;

$Z_{\text{СМР}}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, млн.руб.;

$Z_{\text{СТР2}}$ – затраты на страховку при проведении СМР, млн.руб.;

$Z_{\text{ЛЭП}}$ – затраты на строительство подстанции и ЛЭП, млн.руб.;

$Z_{\text{СО}}$ – закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, млн.руб.;

$Z_{\text{ДОП}}$ – дополнительные затраты и риски, млн.руб.

$$K_{1\text{НАКОП}} = 80 + 16 + 2,4 + 0,85 + 4 + 5,6 + 8 + 1,6 = 118,45.$$

24. Общие затраты, млн.руб.:

$$K_{1\text{ОБЩ}} = K_{1\text{ВЭС}} + K_{1\text{НАКОП}} = 311,22 + 118,45 = 429,67, \quad (4.20)$$

где $K_{1\text{ВЭС}}$ – капитальные затраты на строительство ВЭС, млн.руб.;

$K_{1\text{накоп}}$ – капитальные затраты на накопители энергии, млн.руб.

Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью 900-1500 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка $W_{\text{общ}}$, МВт·ч. $W_{\text{общ}}$ определяется на основе расчетной модели путем сложения потребления на каждом трехчасовом интервале в течение года. В итоге получаем:

$$W_{\text{общ}} = 22109,96. \quad (4.21)$$

2. Ежегодная выработка электроэнергии ветропарком $W_{\text{ВЭС}}$, МВт·ч. $W_{\text{ВЭС}}$ определяется также по данным расчетной модели. Для этого необходимо просуммировать выработку ВЭС на всех трехчасовых интервалах в течение года. В этом случае получаем, МВт·ч:

$$W_{\text{ВЭС}} = 9680,59. \quad (4.22)$$

3. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС ИЭК, 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 100 тыс. руб/мес. Фонд заработной платы $F_{\text{ЗП}}$ составит 2400 тыс. руб/год на каждую ВЭС.

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 в диапазоне мощностей от 0,9 до 1,5 МВт ежегодные издержки на закупку расходных материалов составляют, млн.руб.: $Z_{\text{расх}} = 5,12$ [15].

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.

Согласно [17] изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных моделей ВЭУ предлагается принять объем $Z_{\text{др}}$ в размере 4,8 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, содержащихся в ветропарке, усреднить до размера 3,2 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк.

Тогда ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле, млн.руб/год.:

$$I_{\text{ЭК}} = \Phi_{\text{ЗП}} + Z_{\text{РАСХ}} + Z_{\text{ДР}} + Z_{\text{РИСК}}, \quad (4.23)$$

где $\Phi_{\text{ЗП}}$ – фонд заработной платы, млн.руб./год;

$Z_{\text{РАСХ}}$ – затраты на расходные материалы и запчасти, млн.руб./год;

$Z_{\text{ДР}}$ – дополнительные расходы на ремонты, млн.руб./год;

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

$$I_{\text{ЭК}} = 2,4 + 5,12 + 4,8 + 3,2 = 15,52.$$

4. 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 определяется по формуле:

$$C_{\text{ВЭС}} = \frac{K_{\text{ОБЩ}} + I_{\text{ЭК}} \cdot T_{\text{СЛ}}}{W_{\text{ВЭС}} \cdot T_{\text{СЛ}}} \cdot 1000, \quad (4.24)$$

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

$K_{\text{ОБЩ}}$ – общие капитальные затраты, млн.руб.;

$I_{\text{ЭК}}$ – ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС, млн.руб./год

$W_{\text{ВЭС}}$ – ежегодная выработка электроэнергии ветропарком, МВт·ч.

$$C_{\text{ВЭС}} = \frac{429,67 + 15,52 \cdot 25}{9680,59 \cdot 25} \cdot 1000 = 3,38.$$

5. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л. Внедрение ВЭУ приводит 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. Данное значение содержится в расчетной модели и для данной конфигурации оборудования составляет, л:

$$V = 2262581,06. \quad (4.25)$$

6. Примем стоимость дизельного топлива в пгт.Диксон с учетом доставки и хранения топлива Ц_{ДТ}, руб/л:

$$Ц_{ДТ} = 120. \quad (4.26)$$

7. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу З_{ДТ}, руб. Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. З_{ДТ} определяется по формуле, млн.руб.:

$$З_{ДТ} = V \cdot Ц_{ДТ} = \frac{2262581,06 \cdot 120}{10^6} = 271,51, \quad (4.27)$$

где V – Объем «вытесненного» дизельного топлива, л.

$Ц_{ДТ}$ – стоимость дизельного топлива, руб./л.

8. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ K_y , о.е. Данный коэффициент показывает, насколько установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала. Коэффициент был рассчитан ранее и для данной установки $K_y = 0,42$ [табл.8, с.33].

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

$$З_{уд} = \frac{K_{общ.}}{P_{ВЭУ} \cdot n} = \frac{429670000}{1500 \cdot 2 \cdot 10^6} = 0,143, \quad (4.28)$$

где $K_{общ.}$ – общие капитальные затраты, руб.;

$P_{ВЭУ}$ – номинальная мощность 1-й ВЭУ, кВт;

n – количество ВЭУ, шт.

10. 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:

$$C_{КОМБ} = \frac{W_{ВЭС} \cdot C_{ВЭС} + (W_{ОБЩ} - W_{ВЭС}) \cdot T_{ДЭС}}{W_{ОБЩ}}, \quad (4.29)$$

где $W_{ВЭС}$ – то же, что в формуле 4.24, МВт·ч;

$C_{ВЭС}$ – себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией, руб/кВт·ч;

$W_{\text{ОБЩ}}$ – то же, что в формуле (4.21), МВт·ч;

$W_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.22), МВт·ч;

$T_{\text{ДЭС}}$ – существующий отпускной тариф ДЭС, равный 50 руб./кВт·ч [29].

$$C_{\text{КОМБ}} = \frac{9680,59 \cdot 3,38 + (22109,96 - 9680,59) \cdot 50}{22109,96} = 29,59.$$

11. 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:

$$H = (T_{\text{ДЭС}} - C_{\text{ВЭС}}) \cdot W_{\text{ВЭС}} \cdot 0,2, \quad (4.30)$$

где $T_{\text{ДЭС}}$ – то же, что в формуле (4.29), руб./кВт·ч;

$C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.29), руб./кВт·ч.

$$H = (50 - 3,38) \cdot 9680590 \cdot 0,2 = 90261821,16.$$

12. Срок окупаемости ВЭС $T_{\text{ОК}}$, 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. $T_{\text{ОК}}$ определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K_{\text{ОБЩ}}}{W_{\text{ВЭС}} \cdot (T_{\text{ДЭС}} - C_{\text{ВЭС}}) - H}, \quad (4.31)$$

где $K_{\text{Общ.}}$ – то же, что в формуле (4.24), руб.;

$W_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.22), МВт·ч;

$T_{\text{ДЭС}}$ – то же, что в формуле (4.29), руб./кВт·ч;

$C_{\text{ВЭС}}$ – то же, что в формуле (4.29), руб./кВт·ч.

H – коммерческая наценка, руб.

$$T_{\text{ОК}} = \frac{429670000}{9680590 \cdot (50 - 3,38) - 90261821,16} = 1,19.$$

Список оборудования и цен для первого варианта:

Таблица 17 – Список основного оборудования

Наименование	Параметры оборудования	Количество, шт
ВЭУ Sinovel SL1500/90	$P_{\text{НОМ}} = 1500$ кВт	2
Сетевой накопитель энергии «Лиотех»	$W_{\text{НОМ}} = 2500$ кВт	1
Трансформатор ТСЗ-2500/6/0,69/Д/УН-11	$S_{\text{НОМ}} = 2500$	2

Остальные варианты рассчитываются аналогично. Результаты расчетов сведены в таблицу 18

Таблица 18 – Результаты ТЭР

	1 вариант (2x1,5 МВт+2000 кВт · ч АКБ)	2 вариант (2x1,5 МВт+2500 кВт · ч АКБ)	3 вариант (3x1,5 МВт+2000 кВт · ч АКБ)	4 вариант (3x1,5 МВт+2500 кВт · ч АКБ)
Капитальные затраты на строительство ветропарка К _{ВЭС} , млн.руб	311,22	311,22	454,83	454,83
Кап. затраты на накопители энергии К _{НАКОП.} , млн.руб	118,45	148,06	118,45	148,06
Общие кап. затраты К _{ОБЩ.} , млн.руб.	429,67	459,28	573,28	602,89
Ежегодная выработка электроэнергии ветропарком W _{ВЭС} , МВт · ч/год	9680,59	9680,59	14520,88	14520,88
Себестоимость ЭЭ, производимой ветроэлектрической станцией С _{ВЭС} , руб/кВт · ч	3,38	3,5	2,65	2,73
Объем «вытесненного ДТ» V, л	2262581,06	2262581,06	2691137,11	2691137,11
Денежный эквивалент «вытесненному» ДТ З _{ДТ} , млн.руб.	271,51	271,51	322,94	322,94
Удельные затраты на строительство ВЭС З _{уд} , млн.руб/кВт	0,143	0,153	0,127	0,134
Себестоимость ЭЭ от комбинированной ветродизельной системы С _{КОМБ.} , руб/кВт · ч	29,59	29,64	18,9	18,96
Существующий отпускной тариф ДЭС Т _{ДЭС} , руб/кВт · ч	50	50	50	50

Продолжение таблицы 18– Результаты ТЭР

Коммерческая наценка Н, млн.руб	90,26	90,03	137,51	137,28
Срок окупаемости Т _{ок} , лет	1,19	1,28	1,04	1,1

Выводы по главе 4: Проведено технико-экономическое сравнение вариантов. Согласно проведенным расчетам наиболее выгодным вариантом по сроку окупаемости является вариант №3: 3 установки Sinovel SL1500 с $P_{НОМ.}^{ВЭС} = 1500$ кВт, ёмкость накопителей энергии $W_{НОМ.}^{АКБ} = 2000$ кВт·ч. Срок окупаемости данного варианта является наименьшим и составляет 1,04 лет.

Заключение

1. Рассмотрены следующие источники возобновляемой энергии: ветроэнергетические установки, солнечные панели и электроустановки малой гидроэнергетики. Подробно описаны принципы их работы, а также различные типы и конструкции. Все три рассмотренные типы ВИЭ возможно было бы внедрить в децентрализованную систему электроснабжения с целью сокращения потребления дизельного топлива. Кроме того, обзор существующих практических применений использования ВИЭ на Севере показал, что внедрение таких установок позволяет экономить углеродное топливо, помогает сдерживать цены на тарифы на электроэнергию для населения, а также снижает выбросы вредных веществ в атмосферу.

2. Приведены общие сведения о пгт. Диксон, а также рассмотрена существующая система электроснабжения, представленная дизельными генераторами и трансформаторами. Также был проведен анализ энергетического потенциала поселка, который показал, что подходящими для использования источниками возобновляемой энергии являются ветер и солнце. Наиболее выгодным источником является ветер, так как поселок расположен на береговой части. Энергетические установки малой гидроэнергетики в данной местности применить невозможно ввиду отсутствия подходящих гидроэнергетических ресурсов.

3. Составлена расчетная модель в программе Microsoft Excel, позволяющая произвести расчет экономии дизельного топлива на основании климатических данных региона. В модели также учтены графики выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками, количество и мощность имеющихся ДЭС, а также их потребление топлива, величина нагрузки поселка в зимнее и летнее время и емкость накопителей энергии с учетом их заряда и разряда в различное время суток.

Также были выбраны ветроэнергетические установки Sinovel SL1500/90, единичной мощностью 1500 кВт, накопители энергии фирмы «Лиотех» и трансформаторы ТСЗ-2500/6/0,69/Д/Ун-11. Кроме того, в программе составлены поверхности, отражающие зависимости экономии ДТ, а также удельных затрат от количества ВЭУ и ёмкости АКБ. На основании анализа данных поверхностей получены 4 варианта для дальнейшего технико-экономического сравнения.

4. Произведено технико-экономическое сравнение вариантов, которое показало, что наиболее выгодным является вариант №3: 3 установки Sinovel SL1500 с $P_{\text{ном.}}^{\text{ВЭС}} = 1500$ кВт, ёмкость накопителей энергии $W_{\text{ном.}}^{\text{АКБ}} = 2000$ кВт·ч. При использовании данной конфигурации оборудования возможно экономить 2,691 млн. литров ДТ (2243 тонны) ежегодно. Срок окупаемости данного варианта составит 1,04 лет.

Список использованных источников

1. Зарубин, А.С. Оценка потенциала использования энергии ветра в северных районах Красноярского края / А.С. Зарубин, А. С. Амузаде // X Юбилейная Всероссийская научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, посвященная 80-летию образования Красноярского края / Сибирский федеральный университет Политехнический институт. – Красноярск, 2014. – С. 202–207.
2. Сапа, В.Ю. Проектирование установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики: учебное пособие / В.Ю. Сапа. – Костанай, КГУ им. А.Байтурсынова, 2020 – 72с.
3. 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.
4. Анадырская ВЭС. Ветрогенерация на Чукотке – ООО «СтройИнвест-Энергия» : [сайт] – URL: <https://invest-chukotka.ru/investpolitika/istorii-uspeha/vetrogeneracziya-na-chukotke-%E2%80%93-ooo-%C2%ABstrojinvest-energiya%C2%BB> (дата обращения 19.03.2022).
5. ВЭС Тикси. Сайт Русгидро. : [сайт] – URL: <https://web.archive.org/web/20190314134044/http://www.rushydro.ru/press/news/107791.html> (дата обращения: 20.03.2022)
6. Технические характеристики KWT-300// Сайт по продаже ветрогенераторов. – 2022. – URL: <https://en.wind-turbine-models.com/>.
7. Солнечные электростанции. Оборудование, принцип работы. : [сайт] – URL: <https://solarpanel.today/solnechnaya-elektrostantsiya-ses/> (дата обращения 20.03.2022).
8. Солнечные контролеры, типы и назначение. : [сайт] – URL : <https://www.solarhome.ru/basics/solar/pv/solnechnye-kontrollery.htm> (дата обращения 20.03.2022).
9. Группа компаний «Хевел». Солнечные панели. : [сайт] – URL : <https://www.hevelsolar.com/catalog/solnechnye-moduli/> (дата обращения 10.04.2022).
10. ООО «Сила». Солнечные панели. : [сайт] – URL : <https://sila-solarpanel.ru/poli-panels> (дата обращения 10.04.2022).
11. Компания «Энергия солнца и ветра» : [сайт] – URL : <https://neosolar.ru/solnechnaya-panel'-general-energo-ge340-120m.php> (дата обращения 10.04.2022).
12. Группа компаний «Хевел». Реализованные проекты. Электростанции в сельских поселениях Снежное и Канчалан Анадырского района Чукотского автономного округа : [сайт] – URL : <https://www.hevelsolar.com/about/news/v-arkticheskoi-zone-zaversheno-stroitelstvo-solnechnykh-energoustanovok/> (дата обращения 15.04.2022).

13. Гибридная солнечно-дизельную электрическая станция в поселке Тура Эвенкийского района Красноярского края : [сайт] – URL : <https://dela.ru/news/278897/> (дата обращения:16.04.2022)
14. Официальный сайт органов местного самоуправления пгт. Диксон. [сайт] – URL : <http://dikson-taimyr.ru/obshhie-svedeniya/> (дата обращения 5.05.2022).
15. Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Муниципального образования «Городское поселение Диксон» на 2015-2025 годы. / Решение Диксонского городского Совета депутатов. – 2015 – URL: http://dikson-taimyr.ru/dok/mun_pr/16/pril4_progr_razv.pdf .
16. Солнечные панели. Альтернативные источники энергии. Карта солнечной активности России : [сайт] – URL : <https://www.solar-battery.com.ua/karta-solnechnoy-aktivnosti-v-rossii/> (дата обращения 10.09.2022).
17. Бастрон, А.В., Тремясов, В.А. Ветроэнергетика Красноярского края / А.В. Бастрон [и др.]; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2015. – 252 с.
18. 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.
19. 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.
20. Характеристики различных моделей ветрогенераторов. : [сайт] – URL: <https://en.wind-turbine-models.com/> (дата обращения: 10.02.2023).
21. Накопители энергии для ВИЭ «Лиотех» : [сайт] – URL: https://www.liotech.ru/docs/Katalog_Liotech.pdf (дата обращения: 16.02.2023).
22. Трансформатор ТСЗ-2500/6/0,69/Д/УН-11: [сайт] – URL : <http://www.tmg66.ru/catalog/?itid=3046> (дата обращения: 17.02.2023).
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, 2011г.
24. Бобров, А. В. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении : монография / А. В. Бобров, В. А. Тремясов. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2012. – 216 с.
25. Расход топлива дизельными генераторами. : [сайт] – URL : <https://dmsht.ru/normy-rashoda-gsm-dizel-generatorov/> (дата обращения 15.02.2023).
26. Правила эксплуатации дизельных генераторов. : [сайт] – URL : <https://clck.ru/34AtYa> (дата обращения 18.02.2023).
27. Архив погоды для пгт. Диксон. : [сайт] – URL : <https://rp5.ru> (дата обращения 20.02.2023)


28. Примерная стоимость ВЭУ. : [сайт] – URL : <https://romanov-motors.ru/katalog/vetroenergetika/vetrogenerator-vestas> (дата обращения: 4.04.2023).

29. Примерная себестоимость электрической энергии в пгт. Диксон. : [сайт] – URL : <https://stroyfora.ru/tariff/area-82f89cb6-017d-4098-a906-cfc00773c681/year-2023/type-16> (дата обращения: 10.04.2023)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Электротехнические комплексы и системы

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.М. Киселев

подпись инициалы, фамилия

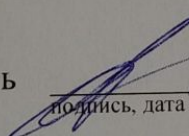
« 13 » 06 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Система автономного электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края.

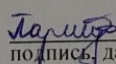
140400.68 Электроэнергетика и электротехника
140400.68.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

Научный руководитель

 13.06.23, доцент, к.т.н.
подпись, дата

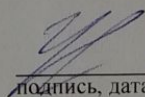
А. С. Амузаде

Выпускник

 13.06.2023
подпись, дата

Д.В. Паршутин

Рецензент

 21.06.23
подпись, дата

М.Ю. Чегошев

Красноярск 2023

источников энергии в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном рай-
оне Красноярского края.

(название магистерской диссертации)

представленной к защите по направлению

13.04.03 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления)

13.04.02.03 Оптимизация развивающихся систем электроснабжения

(код и наименование программы)

Пояснительная записка состоит из 66 страниц текстового документа, 23 иллюстраций, 18 таблиц, 41 формул, 31 использованных источников.

Развитие экономики России в значительной степени зависит от освоения территорий Крайнего Севера, которые являются труднодоступными и малонаселенными регионами. Суровые климатические условия и отдаленность делают невозможным подключение населенных пунктов к централизованной системе электроснабжения. Следовательно, большая часть таких населенных пунктов питается от автономных систем электроснабжения, представленных дизельными электростанциями (ДЭС). Кроме огромных затрат на топливо, к минусам использования ДЭС, можно отнести высокую степень их износа, низкие технико-экономические показатели и возможность больших перерывов в электроснабжении в случае поломки или нарушения поставки топлива.

В первой главе диссертации рассмотрены основные возобновляемые источники энергии, принципы их действия и конструкции. Все рассмотренные источники подходят для использования на Севере.

Во второй главе приведены общие сведения о пгт. Диксон, климатические условия местности, а также информация о существующей системе электроснабжения поселка. Кроме того, сделаны выводы о возможности использования возобновляемых источников энергии.

В третьей главе составлена расчетная модель системы электроснабжения в программе Microsoft Excel, которая позволяет рассчитать объем сэкономленного дизельного топлива в зависимости от скорости ветра, количества ветроустановок и ёмкости накопителей энергии. Также выбраны ветроэнергетические установки и накопители энергии. Получено четыре варианта для тех-

1500 кВт, ёмкость накопителей энергии $W_{\text{НОМ.}}^{\text{АКБ}} = 2000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Срок окупаемости данного варианта является наименьшим и составляет 1,04 лет.

Замечания:

1. В диссертации не рассмотрен вариант применения приливной электростанции, что сузило круг возобновляемых источников электроэнергии рассматриваемых в работе.

2. В сравнении моделей ветрогенераторов, не отражена текущая ситуация на энергетическом рынке электрооборудования и не проработан вопрос импортозамещения.

В целом, не смотря на указанные замечания, работа соответствует заявленной теме по ее структуре и содержанию, отвечает требованиям, предъявленным к магистерским диссертациям и заслуживает оценки «хорошо».

Рецензент:

Место работы: АО «РУСАЛ Менеджмент»

Занимаемая должность: Начальник энергетического отдела/ Главный энергетик Алюминиевого дивизиона АО «РУСАЛ Менеджмент»



М.Ю. Чегошев
(Ф.И.О.)

М. П. « 21 » 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

Паршутина Дмитрия Вячеславовича

1. Выпускная квалификационная работа «Система автономного электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края» 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 существующих технологий использования возобновляемых источников энергии для конкретной местности;

Анализ энергетического потенциала заданного поселка;

Выбор оборудования системы автономного электроснабжения на базе ветроэнергетических, фотоэлектрических и существующих дизельных установок с накопителем энергии с созданием имитационной модели;

Технико-экономический эффект внедрения ВИЭ в систему автономного электроснабжения заданного п.г.т. Диксон.

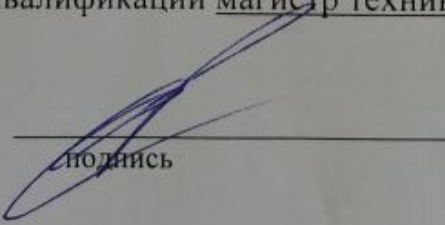
В ходе выполнения работы студент Паршутин Д.В. проявил высокую степень самостоятельности и большую работоспособность в освоении новых областей знаний.

3. Замечания и предложения по работе и ее оценка

Студент Паршутин Д.В. 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


подпись

А. С. Амузаде
ФИО