

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Гибридная система электроснабжения сельского поселения

УДК 621.31.031:711.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Плюснин Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт **Энергетический (ЭНИН)**

Направление подготовки **13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника**

Кафедра **Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)**

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

_____ **Сурков М.А.**

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Ч	Плюснину Алексею Александровичу

Тема работы:

Гибридная система электроснабжения сельского поселения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

13.02.2017 г. № 719/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является система электроснабжения села Байкальского. Исходными данными являются месячные данные по потреблению электрической энергии, статистические метеорологические и географические данные села, а также сведения о действующей системе электроснабжения

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Постановка задачи</p> <p>Литературный обзор рассматриваемых в работе технологий</p> <p>Оценка потенциала доступных источников энергии</p> <p>Расчет количества необходимого оборудования</p> <p>Технико-экономическое сравнение вариантов</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графики, блок-схемы, диаграммы, карты, фотографии</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент Тарасов Евгений Владимирович
Социальная ответственность	к.т.н., доцент Тарасов Евгений Владимирович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
Глава III: Технико-экономическое сравнение схем электроснабжения
Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5С	Плюснин Алексей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 5AM5Ч	ФИО Плюснину Алексею Александровичу
------------------------	---

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов инвестиционных проектов</i>	<i>Стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов заданы в соответствии с технической документацией на используемое оборудование</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Система налогообложения применяется в соответствии с НК РФ от 28.12.2016 N 146-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка и анализ данных по основным экономическим показателям, внедряемых на предприятии проектов</i>	<i>Определение инвестиционных затрат, издержек, ставки дисконтирования, амортизации основных фондов проектов централизованного и комбинированного электроснабжения, построение финансовой модели проектов</i>
<i>Расчет и анализ экономических показателей, используемых для оценки эффективности инвестиционных затрат проекта</i>	<i>Расчет финансовых потоков в течение срока жизни инвестиционного проекта, системы налогообложения, чистой приведенной стоимости, внутренней ставки дисконтирования и срока окупаемости проектов</i>
<i>Анализ чувствительности инвестиционных проектов, определение экономической эффективности</i>	<i>Моделирование динамики изменения чистой приведенной стоимости проектов при изменении исходных данных моделей, построение соответствующих характеристик, определение экономической эффективности и целесообразности проектов.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
1. Сметы инвестиционных затрат, издержек проектов 2. Диаграммы финансовых потоков проектов 3. Характеристики анализа чувствительности проектов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Плюснин Алексей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Ч	Плюснин Алексей Александрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжения промышленных предприятий
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Гибридная система электроснабжения сельского поселения
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1.1. Недостаточное освещение, производственный шум, отклонения параметров микроклимата: – физическая природа вредности; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с размерностью; – предлагаемые средства защиты 1.2. Электропоражения при обслуживании: – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)
2. Экологическая безопасность:	– воздействие объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу (выбросы, сбросы, отходы), биосферу; – обеспечение экологической безопасности; – утилизация устройства
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер предупреждения ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Евгений Владимирович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Плюснин Алексей Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 40 рис., 27 табл., 77 источников, 9 прил.

Ключевые слова: Гибридная система электроснабжения, возобновляемый источник энергии, ВИЭ, солнечная электростанция, СЭС, солнечная энергия, PV, солнечные панели

Объектом исследования является Система электроснабжения сельского поселения

Цель работы – Сравнение традиционных и нетрадиционных решений для системы электроснабжения сельского поселения

В процессе исследования проводились сбор и анализ данных по электропотреблению, астрономических, метеорологических, географических данных исследуемого региона, исторических сведений о рассматриваемых технологиях, стоимостных данных оборудования; оценка потенциалов доступных ВИЭ; расчет и выбор необходимого оборудования для местной генерации СЭС для вариантов фиксированного положения PV панелей и с применением системы солнечного слежения; расчет динамика заряда и разряда батарей, оценка срока службы батарей и определение их оптимального количества; расчет по укрупненным показателям стоимости замены ВЛ 10 кВ на ВЛ 35 кВ для вариантов исполнения на стальных и железобетонных опорах; технико-экономический анализ традиционных и нетрадиционных решений для системы электроснабжения сельского поселения

В результате исследования были рассмотрены и проанализированы стандартные и нестандартные варианты решений для системы электроснабжения сельского поселения и даны рекомендации по обеспечению качества доставляемой потребителям энергии

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выполненная работа позволяет судить об эффективности ранее использованной стратегии централизации электроснабжения, которая с технической и экономической точек зрения неприменимы в масштабах всей России, должна быть использована для наиболее плотно заселенных регионов страны. Экономический расчет традиционного и нетрадиционного способов решения задачи электроснабжения сельского поселения показал несостоятельность стандартного решения в условиях текущих требований к качеству и надежности электроснабжения.

Решения оценивались по верхней границе затрат, что означает, что в случае реализации рекомендуемого варианта электроснабжения экономическая эффективность будет выше расчетной. Реализация проекта гибридной системы электроснабжения также позволит избежать затрат, связанных с передачей электроэнергии по длинной одноцепной ВЛ 10 кВ, а также потенциальных затрат на возмещение ущерба, наносимого электроприемникам потребителей электрическим током с параметрами, не соответствующими текущим требованиям.

По материалам данной работы в дальнейшем возможен расчет проектов систем электроснабжения удаленных и сельских потребителей, системы электроснабжения которых требуют доработки с силу технических и экономических причин.

Степень внедрения: практическое внедрение работы для исследуемого объекта пока не рассматривалось

Область применения: электроснабжение удаленных и сельских потребителей, децентрализованные системы электроснабжения

Экономическая эффективность/значимость работы решение с наилучшими экономическими показателями без учета сторонних факторов (убытки, связанные с повреждением электроприемников потребителей по вине электроснабжающей компании, которые невозможно оценить ввиду специфики каждого отдельного прибора) является убыточным для предприятия. Однако реализация проекта позволит избежать потенциальных убытков, связанных с качеством электрической энергии, а также снизит потери электроэнергии при передаче по проводам длиной ВЛ среднего напряжения

В будущем планируется применение использованного в работе комплекса методов для разработки схожих схем электроснабжения удаленных и сельских потребителей

Оглавление

Введение.....	9
Постановка задачи: проблемы транспортировки и качества электроэнергии.....	11
Глава I: Применение энергий ветра и солнца для гибридной системы электроснабжения.....	15
1.1 Возобновляемые источники энергии: сравнение ветра и солнца.....	16
1.1.1 Энергия ветра.....	20
1.1.2 Фотоэлектрическая солнечная энергия.....	22
1.2 Оценка возобновляемого потенциала региона.....	24
1.2.1 Ветровой потенциал региона.....	26
1.2.2 Солнечный потенциал региона.....	28
1.3 Солнечная электростанция.....	35
1.3.1 Схемы построения.....	35
1.3.2 Описание основного оборудования.....	41
1.3.3 Методы повышения эффективности.....	43
Глава II: Оценка параметров солнечной электростанции.....	46
2.1 Расчет необходимого числа фотоэлектрических панелей.....	46
2.2 Расчет емкости накопителей.....	51
2.2.1 Выработка электроэнергии.....	51
2.2.2 Динамика разряда-заряда батарей.....	55
Глава III: Техничко-экономическое сравнение схем электроснабжения.....	60
3.1 Расчет стоимости повышения класса напряжения питающей ВЛ по укрупненным стоимостным показателям.....	61
3.2 Гибридная система электроснабжения без применения солнечных трекеров.....	68
3.3 Гибридная система электроснабжения с применением солнечных трекеров.....	71
Заключение.....	79
Список использованных источников.....	103
Приложения.....	110

Введение

Человек всю свою историю получал из разных ресурсов энергию, которую использовал для создания благоприятной среды для собственной жизни. Форма использованной энергии менялась на протяжении веков, а рост уровня потребления энергии положительно влияет на экономику общества [1]. Сотни тысяч лет назад потребление энергии человеком началось с использования огня для обогрева, приготовления пищи и освещения. Это было началом органической экономики в истории человечества. Использование огня привело к зарождению ремесла. Впоследствии люди нашли способы использования энергий воды и ветра для сельскохозяйственных и других целей [2].

Благоприятная окружающая среда приводит к росту популяции, что означает сокращение количества доступных товаров на душу населения. Растущий спрос на товары привел к так называемой «промышленной революции» – новой вехе в технологическом развитии и энергопотреблении. В этот момент произошел переход к экономике ископаемого топлива. С тех пор наблюдается заметное увеличение потребления энергии [3]. При использовании новых объемов энергии уровень экономического развития продолжал расти. Современный человек потребляет в 100 раз больше энергии, чем первобытный, и живет в 4 раза дольше [3].

В настоящее время наиболее распространенной формой энергии является электричество, и этому есть несколько причин:

- электричество невесомо;
- удобно для различных преобразований, передачи и распределения;
- обладает высокой эффективностью с точки зрения потребления энергии, и другие.

Процесс вытеснения других видов энергии электричеством, введения электричества в новых районах называется электрификацией. Она играет важную роль в экономическом развитии страны и благосостоянии населения.

Электрическая энергия, генерируемая электростанциями, передается на большие расстояния конечным потребителям благодаря электрической сети – объединенной сети для транспортировки энергии. Можно выделить два основных элемента электрической сети: подстанция и линия электропередачи. Подстанции используются для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Линии электропередач используются для передачи электроэнергии.

В зависимости от расстояния передачи и количества передаваемой энергии выбирается класс напряжения линии электропередачи. Например, в России максимальная длина максимально загруженной ВЛ 10 кВ составляет 5 км [4], а

длина для ВЛ 10 кВ меньших нагрузок не должна превышать 15 км. Первоначально, однако, требования к качеству энергии были менее строгими. Это объясняется выбранной стратегией первого этапа электрификации – стратегией широкомасштабного внедрения централизованного электроснабжения, который на сегодняшний день считается завершенным. В связи с повышением требований к качеству электрической энергии и надежности электроснабжения, сельские сети (особенно 0,4-10 кВ) уже не удовлетворяют им. Нынешние задачи сельского строительства и условия сельских сетей в России описаны в разделе постановки задачи. В этом разделе также описываются текущие проблемы и недостатки централизованной системы электроснабжения села Байкальское.

Централизованная электрическая сеть зачастую находится вдали от сельской местности, либо не является надежной, либо подключение к сети дорого. В этих случаях использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для гибридной системы электроснабжения может быть экономически привлекательным решением задачи электрификации.

Село Байкальское имеет выгодное расположение на побережье Байкала. Во-первых, прибрежный ветер вблизи воды сильнее бореального лесного ветра, а, следовательно, такое место должно обладать ветровым потенциалом. Во-вторых, здесь атмосферная проницаемость в бассейне озера Байкал довольно высока, а продолжительность солнечного сияния здесь превышает 2000 часов ($\approx 23\%$ времени) в год. Следовательно, в селе есть солнечный потенциал. Таким образом, в первой главе приводится описание доступных ВИЭ для локальной электростанции. Эти источники рассматриваются в мировом масштабе, а также оцениваются для села Байкальское. В частности, выполнена оценка потенциалов ветра и солнца.

Во второй главе рассчитаны ежедневный и ежемесячный спросы села на электроэнергию, выполнена оценка необходимого количества различного оборудования для электростанции.

В последней главе произведено экономическое сравнение возможных альтернатив. Традиционное решение задачи заключается в повышении класса напряжения питающей линии. Рассматриваются два типа опор для новой линии: стальные и железобетонные. Данные сценарии оцениваются с использованием укрупненных показателей стоимости строительства. Нетрадиционное решение заключается в возведении электростанции на основе ВИЭ и комбинировании ее с существующей системой электроснабжения для обеспечения потребителя электроэнергией со стабильными, ограниченными параметрами. И наконец, для определения наиболее оптимального решения данной задачи, производится экономическое сравнение сценариев и обобщение их преимуществ и недостатков.

Постановка задачи: проблемы транспортировки и качества электроэнергии

Несмотря на то, что производство электроэнергии в промышленных масштабах обычно происходит только вблизи крупных традиционных источников энергии, генерируемая энергия может быть передана на очень большие расстояния конечным потребителям благодаря объединенной сети для доставки электроэнергии от производителей потребителям, которая называется электрической сетью. Существует два основных элемента электрической сети: подстанция и линия электропередачи. Подстанции используются для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Линии электропередачи используются для передачи электрической энергии. Существует два типа линий электропередач: кабельные (КЛ) и воздушные (ВЛ) линии. В силу размеров территории России наиболее распространенным способом передачи энергии являются ВЛ. Так, общая длина всех ВЛ в России составляет более 152 000 км [5].

Максимальная длина ВЛ ограничена для каждого класса напряжения. Так, например, при максимальной нагрузке ВЛ 10 кВ её длина не должна превышать 5 км [4], а длина ВЛ 10 кВ меньших нагрузок не должна превышать 15 км. Однако в самом начале советской электрификации эти требования было не столь строгими и делалось это для подключения сельских районов. Считается, что первый этап электрификации сельских районов в России завершен. Следующим шагом теперь является более эффективное внедрение электроэнергии в сельскохозяйственную отрасль посредством принятия следующих мер:

- комплексная механизация и автоматизация стационарных процессов;
- повышение уровня электрификации для использования в жилых помещениях;
- повышение надежности и качества электроснабжения.

Для ясности введем следующие определения.

Надежность – это способность оборудования выполнять требуемые функции, сохраняя производительность в диапазоне значений, которые указаны в нормах и стандартах [41].

Качество – это степень соответствия параметров электричества в конкретном узле сети набору заданных показателей качества [6]. Изменения напряжения в конкретном узле подключения потребителя, которые связаны с частотой тока, с величинами и формой напряжения, с симметрией напряжения в трехфазных сетях делятся на две категории: долгосрочные изменения напряжения и случайные изменения.

Долгосрочные изменения напряжения питания это длительные отклонения напряжения от номинальных значений, которые происходят в результате изменений нагрузки или из-за ее нелинейности. Они подразделяются на следующие типы:

- изменения частоты;
- долгосрочные изменения напряжения;
- колебания напряжения и фликер-эффект;
- искажение формы волны;
- несимметрия напряжения в трехфазных системах.

Случайные изменения представляют собой внезапные значительные изменения формы напряжения, которые приводят к отклонению параметров напряжения от номинальных значений. Обычно такие изменения напряжения вызваны случайными событиями (например, повреждением оборудования потребителя) или внешними факторами (например, погодными условиями или действиями третьей стороны, не являющейся потребителем электроэнергии). Случайные изменения делятся на следующие типы:

- прерывания напряжения;
- просадка напряжения и перенапряжения;
- броски напряжения.

На первых этапах электрификации сельских районов, когда электричество использовалось главным образом для освещения и некоторых вторичных процессов, сельские потребители в основном относились к третьей категории надежности электроснабжения. Эти требования ужесточились за время электрификации сельских районов. В 2003-2011 годах благосостояние потребителей и их интересы стали объектом повышенного внимания отрасли электроснабжения. 1 января 2011 года была завершена либерализация рынка электроэнергии в России. В настоящее время по надежности все сельские потребители делятся на три категории [7].

Первая категория, когда прерывание электроснабжения приводит к существенному финансовому ущербу из-за повреждения товаров или серьезного нарушения производственного процесса. Для особо важных потребителей этой категории должна быть предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР). Для других потребителей категории максимальная продолжительность прерывания питания должна быть не более 30 минут.

Вторая категория, когда прерывание подачи электроэнергии может привести к нарушениям производственного процесса, сокращению производства, частичному

повреждению товаров. Внезапные отключения для этих потребителей не должны превышать 3,5 часов.

Все остальные потребители считаются потребителями третьей категории. Для этой категории прерывание питания не должно превышать 24 часов.

В связи с увеличением спроса на электричество сельские сети (особенно 0,4-10 кВ) с точки зрения надежности не могут удовлетворить его. Общее состояние сельских сетей описано в таблице 1.

Таблица 1. – Техническое состояние сельских сетей [7]

Элемент сети	Состояние элемента сети, % от общего числа		
	Хорошее, приемлемое	Плохое	Неприемлемое
ВЛ 0.4 кВ	81,6	12,9	5,5
ВЛ 6–20 кВ	85,8	10,7	4,5
Подстанции 6–35/0.4 кВ	87,1	10	2,9

Уровень потерь мощности в сельских сетях с напряжением менее или равным 35 кВ составляет около 12%, что в два раза выше, чем в промышленных и городских сетях того же напряжения [7]. Состав этих потерь за последние годы отражен в таблице 2.

Таблица 2. – Состав потерь мощности в сельских сетях [7]

Наименование элемента сети	Доля потерь, %
ВЛ 0.4 кВ	34
Transformer substations 10/0.4 кВ	26
ВЛ 6–10 кВ	25
Подстанции 35–110 кВ	6
ВЛ 35–110 кВ	9
Итого	100

Таким образом, главная задача сельской энергетики – устранение так называемых «узких мест». Она подразделяется на такие подзадачи, как увеличение пропускной способности сети и повышение ее надежности. Они реализуются путем введения следующих мер:

- разукрупнение подстанций 110/35/10 и 110(35)/10 кВ для сокращения длин ВЛ 10 кВ;
- увеличение количества двухтрансформаторных подстанций 110(35)/10 кВ;
- увеличение количества подстанций с двухсторонним электроснабжением;
- переход на систему 110/10 кВ.

К сожалению, для масштабов России этих мер недостаточно, и многие из сельских «узких мест» не могут быть устранены традиционными способами. Многие ВЛ 10 кВ протянуты на очень большие расстояния, а их замена на ВЛ более высокого класса напряжения не является экономически привлекательным решением из-за относительно низкого потребления энергии конечными потребителями.

Одна из таких ВЛ 10 кВ питает село Байкальское республики Бурятия. Длина этой ВЛ 10 кВ составляет 35,5 км, что более чем в два раза превышает нормативы. Для такой длины ВЛ рекомендуемый класс напряжения составляет 35 кВ [7]. Замена существующей линии на ВЛ более высокого класса напряжения не является привлекательным решением из-за низкой нагрузки. В начале линии есть еще одно село и, скорее всего, во время пиковых нагрузок падение напряжения происходит в начале линии, что также сказывается на питании села Байкальского. Качество электрической энергии, поставляемой конечным потребителям здесь, низко. И это далеко не единственный случай.

Из-за стратегии централизации электроснабжения более 80% потребителей (около 120 миллионов потребителей) подключены к центральной сети, которая охватывает 1/3 территории страны. Однако оставшиеся 20% (около 25 миллионов потребителей) имеют децентрализованное или автономное энергоснабжение, и эти потребители разбросаны на 2/3 площади страны. Можно сделать вывод, что стратегия централизации электроснабжения не применима для такой большой территории.

Другой способ электрификации сельских районов продемонстрировал Китай. В 1990-е годы сельская местность страдала от энергетической бедности: менее 60% сельского населения имели доступ к электроэнергии. Одну за другой Китай запустил две крупнейшие в мире программы электрификации сельских районов с использованием ВИЭ – Китайской программы электрификации городов и Программы электрификации сельских районов Китая. На сегодняшний день 100% населения имеет доступ к электроэнергии.

В Китае вместо централизации сельского электроснабжения была введена концепция распределенной генерации. Эта концепция означает, что маломощные генераторы устанавливаются рядом с потребителем и удовлетворяют спрос на электроэнергию локально. Распределенная генерация снижает потери при передаче и распределении энергии и повышает надежность электроснабжения на стороне конечного потребителя [8].

Эта концепция может быть принята в децентрализованных областях России как инструмент повышения надежности электроснабжения и качества электричества. В данном случае возможно использование существующих низковольтных ВЛ сельских районов.

Глава I: Применение энергий ветра и солнца для гибридной системы электроснабжения

В настоящее время стандартным решением для задачи электроснабжения является строительство воздушной линии (ВЛ) электропередач от ближайшей подстанции. Местная электрическая сеть обязана снабжать потребителя электроэнергией переменного тока со стабильными, ограниченными параметрами. В действительности надежность электроснабжения и качество электроэнергии за пределами городов в России очень часто оставляют желать лучшего. Кроме того, электрическая энергия вырабатывается главным образом крупными электростанциями, расположенными рядом с крупными заказчиками (например, городами, предприятиями), и передается по высоковольтным и низковольтным линиям потребителям в отдаленные и сельские районы.

Если централизованная электрическая сеть находится вдали от сельской местности, она не является надежной или подключение к сети дорого, то использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для гибридной системы электроснабжения является экономически привлекательным решением проблемы электрификации.

Возобновляемая энергия имеет два основных достоинства: многие технологии не имеют затрат на топливо и, как правило, являются экологически чистыми. С другой стороны, многие ВИЭ являются нестабильными и могут быть вовсе недоступны в течение некоторого времени.

В следующих трех секциях приводится обзор двух потенциальных ВИЭ, которые могут использоваться для гибридной системы электроснабжения.

1.1 Возобновляемые источники энергии: сравнение ветра и солнца

Количество ветровых и солнечных электростанций быстро растет во всем мире. Существует целый ряд факторов, способствующих этому процессу: рост спроса на энергию, снижение качества традиционных ресурсов, значительное сокращение капитальных затрат на ветровые турбины и фотоэлектрические панели, принуждение к использованию возобновляемых источников энергии.

В то время как цены на традиционные ресурсы падали, спрос на ВИЭ в последние годы увеличивался. В 2015 году инвестиции в возобновляемые источники энергии достигли наивысших показателей. На Рисунке 1 видно, что инвестирование в ВИЭ в два раза больше, чем в станции, работающие на ископаемом топливе.

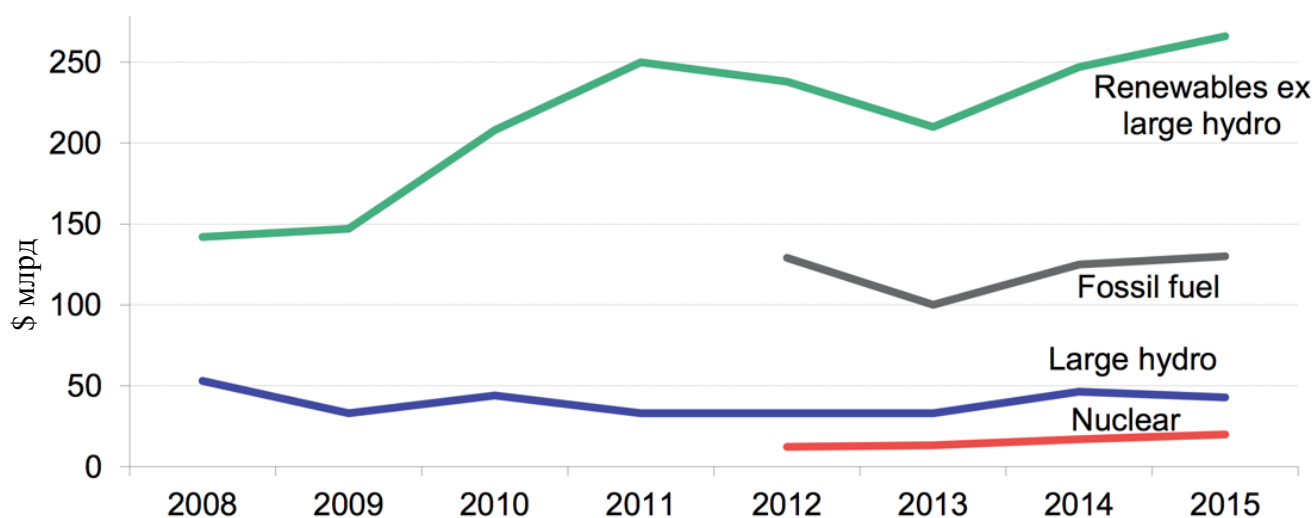


Рисунок 1. – Мировые капиталовложения в энергию различного происхождения [9]

На Рисунке 2 показано, как за последние 10 лет изменялись объемы инвестирования в технологии, основанные на солнечной и ветровой энергии. Очевидно, что технологии с солнца и ветра доминируют на рынке ВИЭ.

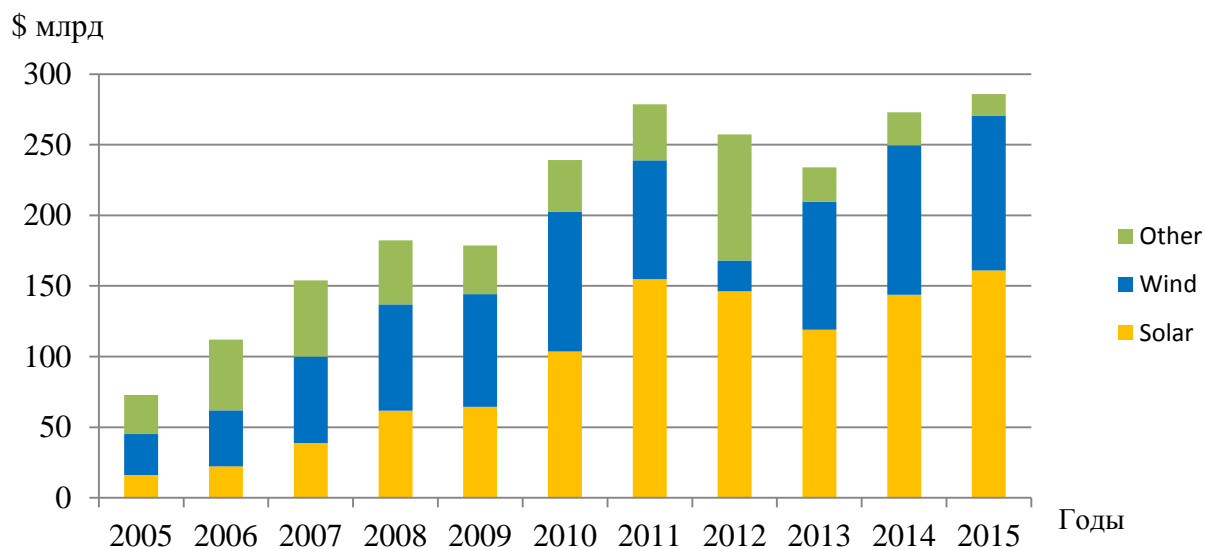


Figure 2. – Global trends in renewable energy investment [10]

Также наблюдается устойчивое снижение средних цен на ВИЭ. Это в особенности касается солнечной фотоэлектрической (PV) технологии. Согласно последним данным, в странах, не являющихся членами Организации Экономического Сотрудничества и Развития (ОЭСР), капитальные затраты на проекты развития PV технологий стали ниже затрат на ветровые технологии [11].

На Рисунке 3 показаны изменения средней стоимости новых проектов в области ветра и солнца в 58 странах, не входящих в ОЭСР, за последние семь лет. Из этого графика видно, что за последние семь лет цены на солнечные электростанции упали более чем в три раза, что даже ниже цен на ветряные электростанции. Причина такого быстрого падения цен на солнечные электростанции (СЭС) заключается в том, что производство солнечной энергии основано на технологии, а не на топливе. Эффективность технологий постепенно растет, а цены со временем снижаются. Кроме того, как было видно из Рисунка 2, инвестиции в солнечную энергетику по сравнению с любой другой областью энергетики в последние годы были самыми большими. По этой причине общая установленная мощность фотоэлектрических панелей быстро растет. На Рисунке 4 показана устойчивая тенденция удвоения солнечной и ветровой энергии.

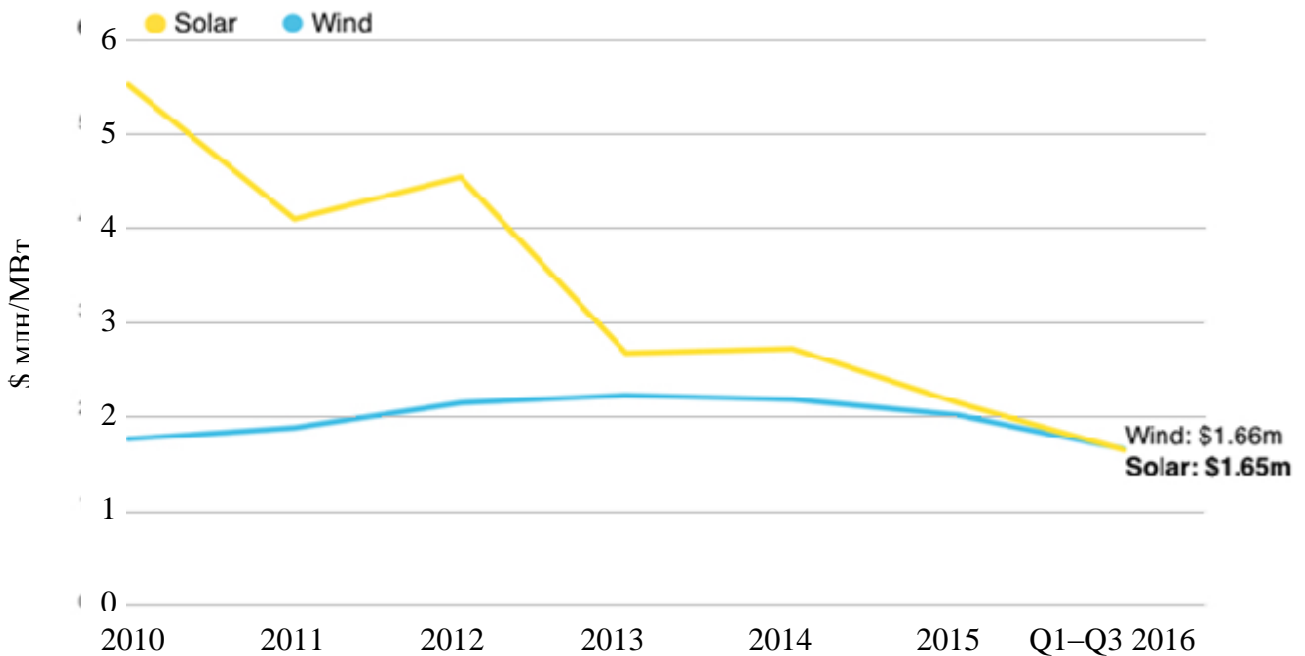


Рисунок 3. – Дисконтированные капиталовложения в побережные ветровые и PV проекты в 58 странах, не входящих в ОЭСР [11]

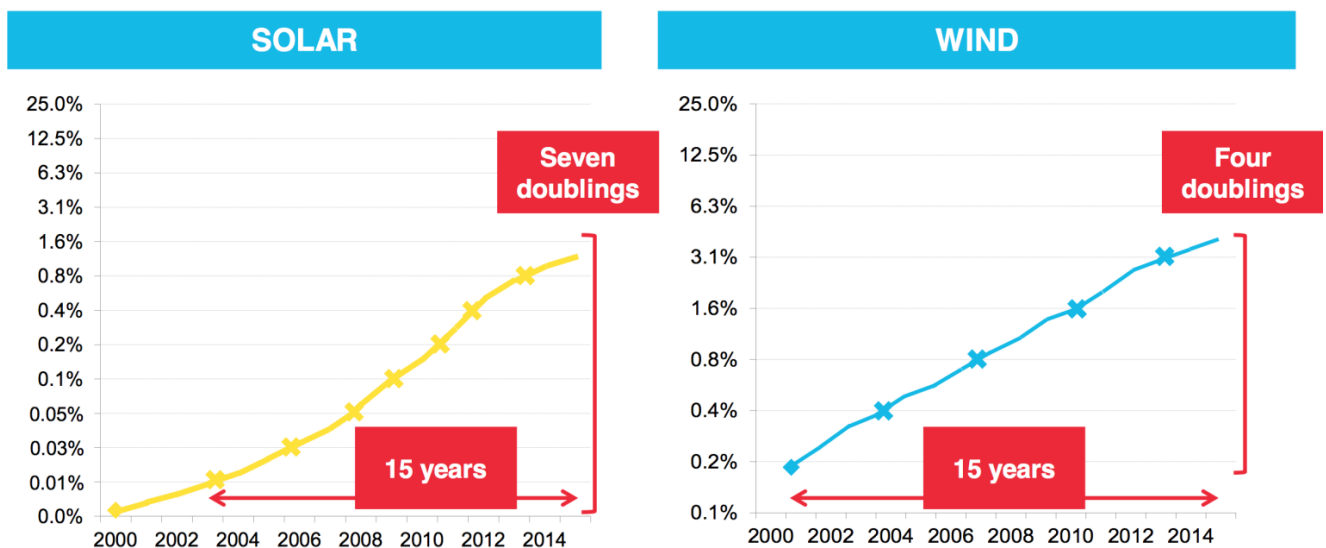


Рисунок 4. – Доли электроэнергии, произведенной на основе энергий солнца и ветра [9]

Генерация на основе ветра и солнца внесли значительный вклад в создание ВИЭ Европейского Союза (ЕС), что является очень наглядным примером, который показывает важность этих двух источников. В 2014 году более 27% спроса на электроэнергию в ЕС было обеспечено ВИЭ, и более трети энергии ВИЭ (с учетом энергии воды) было произведено из солнечной энергии и энергии ветра (см. Рисунок 5). Исключая данные по гидроэнергетике, две трети отпущенной ВИЭ энергии были получены из ветра и солнца (примерно 15% от потребления ЕС).

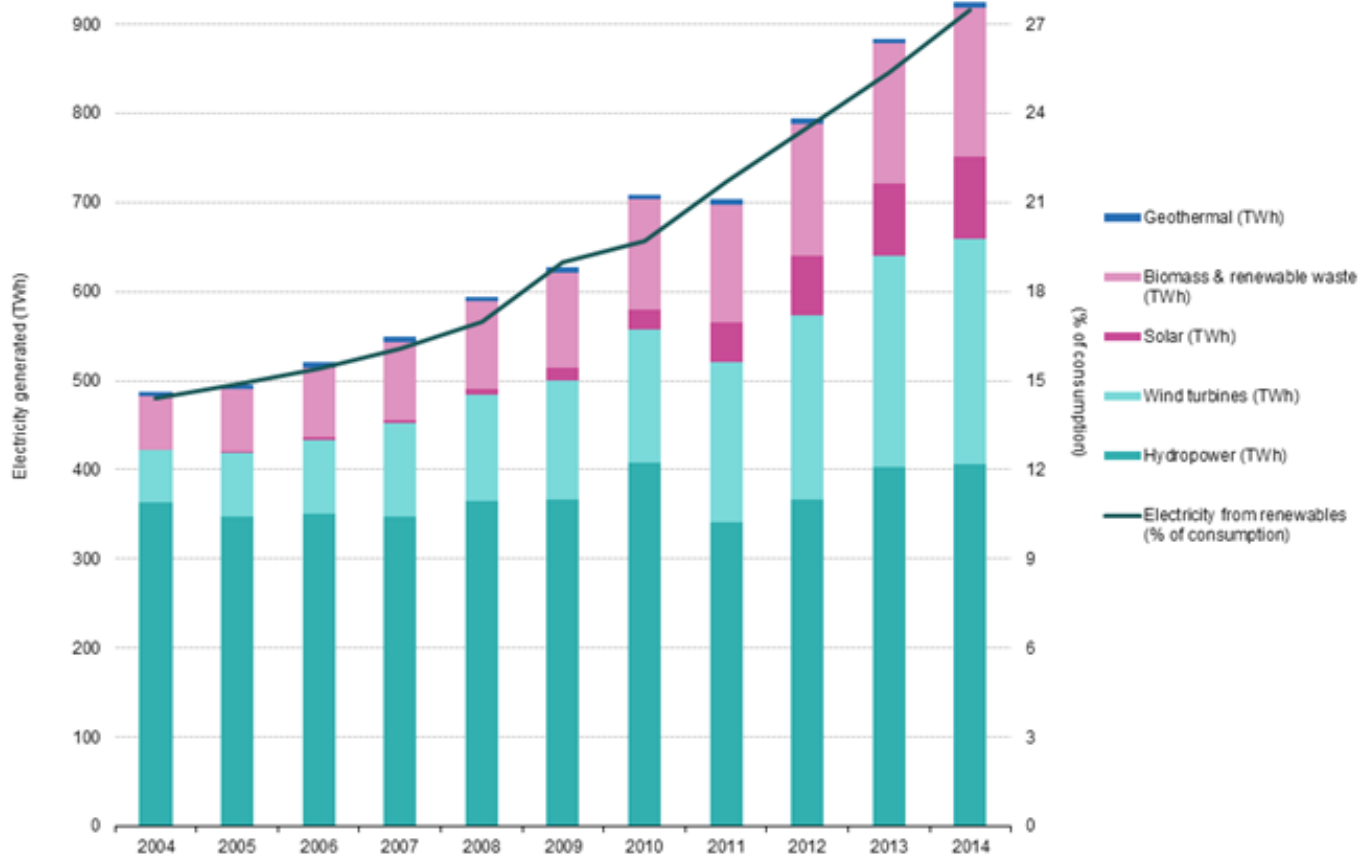


Рисунок 5. – Электроэнергия, произведенная на основе ВИЭ в ЕС в 2004–2014 [12]

Однако ЕС не собирается останавливаться на достигнутых результатах. К 2020 году ЕС намеревается достичь 20% покрытия нужд потребителей при помощи ВИЭ. Для достижения этой цели все страны ЕС развивают энергетическую инфраструктуру в соответствии с так называемыми национальными планами действий в области возобновляемой энергетике. Национальные планы действий касаются изменений в области энергетики, политики, укрепления энергетического комплекса и механизма сотрудничества [12].

В течение многих лет ветровая и солнечная энергия недооценивались. Долгосрочные прогнозы Международного энергетического агентства по солнечной и ветровой промышленности за последние годы были увеличены в 14 и в 5 раз, соответственно. Каждый раз, когда установленные в мире мощности на основе солнца и ветра удваиваются, стоимость снижается на 24% и 19%, соответственно [9], и даже самые скромные прогнозы для этих технологий носят позитивный характер.

1.1.1 Энергия ветра

Принцип работы всех ветряных турбин такой же, как у ветряных мельниц: кинетическая энергия потока ветра преобразуется в механическую энергию вращения, которая затем преобразуется в электричество посредством генератора. Существуют два основных типа турбин: вертикальные и горизонтальные ветровые турбины, которые обозначены соответственно VAWT и HAWT.

Ось вращения VAWT расположена вертикально относительно земли. Эта турбина способна хорошо работать при беспорядочных потоках ветра, поскольку она питается от ветра, дующего со всех сторон, а для некоторых моделей даже от ветра, дующего сверху вниз. Вот почему эти турбины используются в местах с непостоянным направлением ветра или когда турбины HAWT не могут быть установлены на необходимой высоте из-за социальным причинам.

HAWT являются преобладающим типом турбин в мировой ветроэнергетике. Эти турбины расположены на высоте нескольких десятков метров, где поток ветра сильнее и стабильнее. HAWT способен произвести больше электрической энергии из заданного количества ветра, поэтому данный вариант турбины широко распространен в ветроэнергетике.

Ветровые мощности внесли огромный вклад в производство электроэнергии в Европе. Наиболее интенсивно ветер используют в Дании. В 2015 году энергия ветра покрыла 23% спроса на электроэнергию на западе и 55% на востоке страны. Общее производство электроэнергии в Дании от ветровых турбин составило 42% [13]. На рисунке ниже показано, как изменялась ветрогенерация в течение 2005-2015 гг.

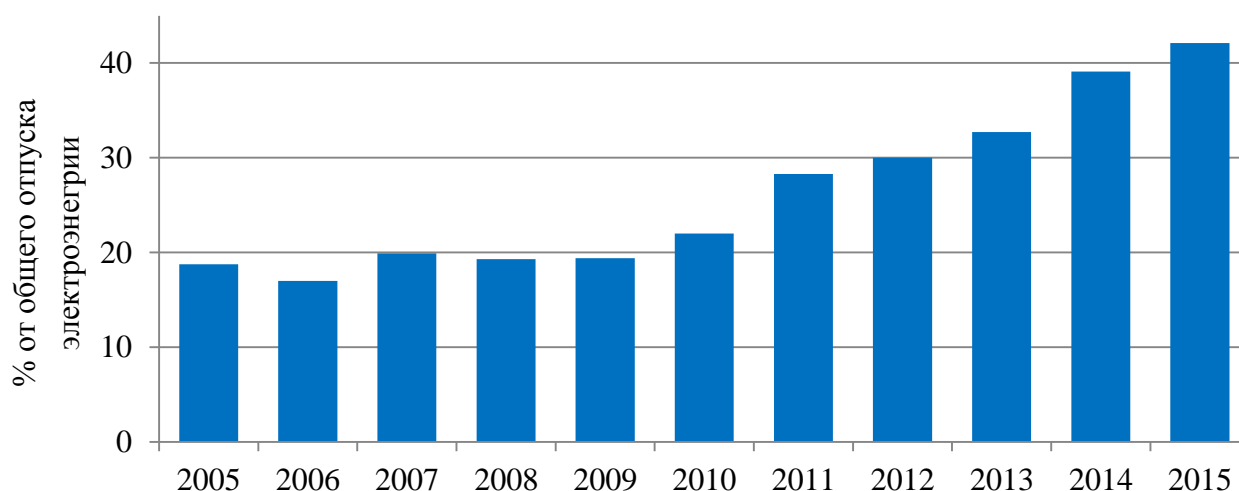


Рисунок 6. – Доля электроэнергии, произведенной ветром в Дании [13]

В таких странах, как Испания, Португалия, Ирландия и Литва, этот источник энергии обеспечивает от 15% общего производства электроэнергии

более. Крупнейшим производителем энергии ветра в Европе является Германия. В 2015 году энергия ветра здесь позволила покрыть около 14% всего спроса [14]. В Таблице 3 показаны установленные в мире мощности ветротурбин, а также новые мощности, добавленные в 2015 году 10 странами-лидерами ветровой энергетики.

Таблица 3. – Топ 10 стран по установленной ветряной мощности [10]

Страна	Общие на конец 2014	Добавленные в 2015	Общие на конец 2015
	ГВт		
Китай	114.6	30.8	145.4
США	65.4	8.6	74
Германия	39.2	6	45
Индия	22.5	2.6	25.1
Испания	23	0	23
Великобритания	12.6	1	13.6
Канада	9.7	1.5	11.2
Франция	9.3	1.1	10.4
Италия	8.7	0.3	9
Бразилия	6	2.8	8.7
Мир	370	63	433

Примечания: Некоторые мощности в Германии были в 2015 году. Добавленные мощности даны в установленных мощностях.

Значительно меньшую долю имеют Соединенные Штаты – здесь ветровая энергетика вносит лишь 4,5% от генерации [14]. Тем не менее, Соединенные Штаты являются второй страной в мире по установленной мощности ветра – 74 ГВт на конец 2015 года. Хотя ветер обеспечивает всего 3,2% потребляемой в Китае электроэнергии [14], эта страна имеет треть мировых установленных ветроэнергетических мощностей (145,4 ГВт на конец 2015 года). Принимая во внимание данный факт, в области ветроэнергетики Китай занимает первое место в мире.

1.1.2 Фотоэлектрическая солнечная энергия

Не так давно солнечные панели еще ассоциировались с космическими кораблями, спутниковыми станциями и луноходами. Однако сегодня можно найти устройство, генерирующее электричество от солнечного света, даже в калькуляторах.

Более того, в странах с высокой солнечной радиацией (например, такие как Италия, Испания, Португалия, Южные штаты и др.) солнечные установки позволяют экономить средства на доставке электроэнергии и тепла. Установка СЭС была инициирована как населением, так и правительством этих стран.

Преобразование солнечного света в электричество панелью PV происходит благодаря фотоэлектрическому эффекту: дополнительная энергия фотонов возбуждает электроны в панели, упорядоченное движение которых называется электрическим током.

С одной стороны, как видно из Рисунка 4, вклад солнечной энергии в общий объем производства электроэнергии по-прежнему мал. Но с другой стороны, он уже заметен и растет очень быстро (см. Рисунок 7). Установленные мощности солнечной энергетики и новые мощности, добавленные в 2015 году 10 крупнейшими странами, показаны в Таблице 4.

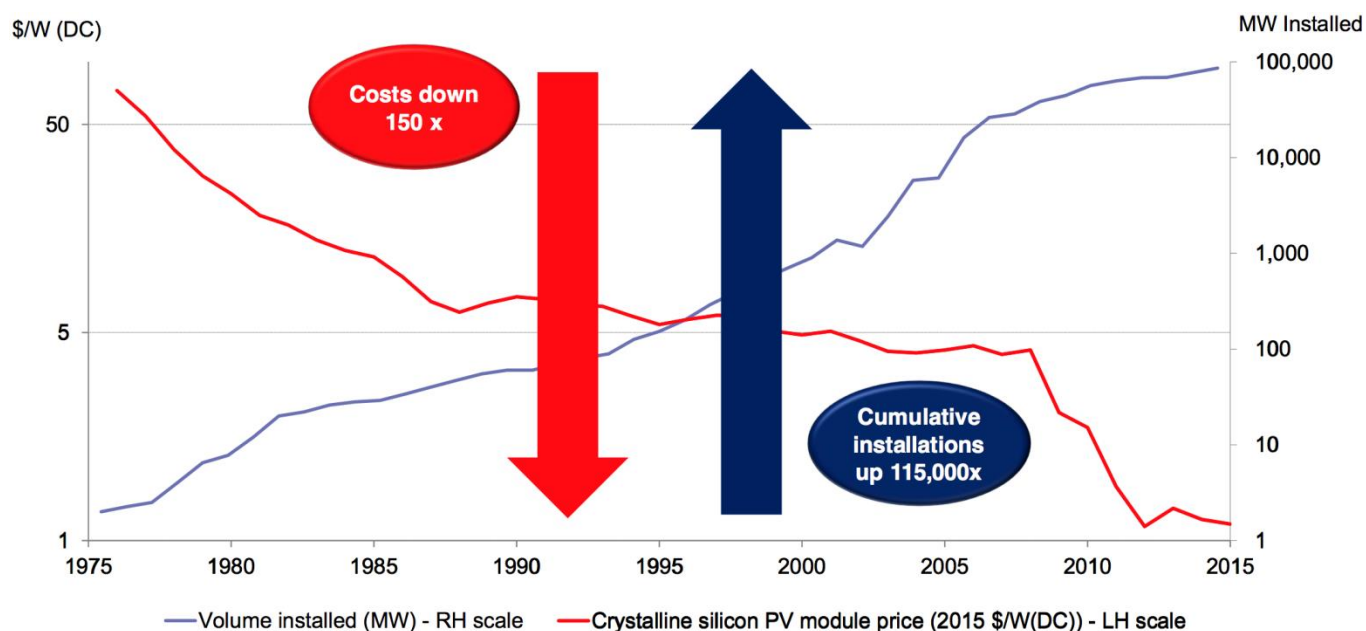


Рисунок 7. – Изменения в стоимости PV панелей и установленных PV мощностях за последние 40 лет [9]

Таблица 4. – Топ 10 стран по установленной мощности PV [10]

Страна	Общая на конец 2014	Добавленные в 2015	Общая на конец 2015
	ГВт		
Китай	28.3	15.2	43.5
Германия	38.2	1.5	39.7
Япония	23.4	11	34.4
США	18.3	7.3	25.6
Италия	18.6	0.3	18.9
Великобритания	5.4	3.7	9.1
Франция	5.6	0.9	6.6
Испания	5.4	0.1	5.4
Индия	3.2	2	5.2
Австрия	4.1	0.9	5.1
Мир	177	50	227

Примечания: В таблице представлены все страны с действующей коммерческой солнечной установкой на конец 2015 года. В нескольких странах с коммерческими солнечными установками также имеются испытательные или демонстрационные установки, которые не были включены в таблицу. Это: Италия и Оман (по 7 МВт), Израиль (6 МВт), Китай и Турция (по 5 МВт), Франция (1,6 МВт), Германия (1,5 МВт) и Канада (1,1 МВт).

Эта технология имеет тенденцию к падению цены. За последние 40 лет цена PV панелей упала в 150 раз. PV проекты как никогда стали привлекательными для инвесторов. Поэтому наибольшая доля инвестиций в ВИЭ приходится на солнечную энергию.

1.2 Оценка возобновляемого потенциала региона

Россия не собирается отставать от мира в сфере внедрения ВИЭ. Это отражено в положениях Энергетической стратегии России до 2030 года, согласно которым стратегическими целями в области использования ВИЭ и местных видов топлива являются:

- снижение уровня антропогенного влияния на окружающую среду и противодействие климатическим изменениям при удовлетворении растущего энергопотребления;
- снижение текущих темпов расхода имеющихся ископаемых источников энергии и рациональное его использование;
- замедление темпов загрязнения окружающей среды при использовании ископаемых ресурсов с целью сохранения здоровья и качества жизни населения России, а также общее снижение государственных расходов на здравоохранение;
- снижение затрат на транспортировку и распределение электроэнергии и топлива, а также возникающих сопутствующих потерь;
- привлечение новых объемов топливно-энергетических ресурсов в топливно-энергетический баланс;
- повышение энергетической безопасности и надежности электроснабжения путем увеличения децентрализованных районов.

Кроме того, 2017 год в России объявлен годом окружающей среды. Основной целью данного указа заключается в привлечении общественного внимания к существующим проблемам в сфере экологии и поддержка развития экологической безопасности страны. Рассмотренные в предыдущие годы многочисленные поправки законодательства о защите окружающей среды вступают в силу именно в 2017 году.

Согласно последним оценкам, возобновляемый потенциал территории России исчисляется, по крайней мере, 4,5 миллиардами тонн угольного эквивалента в год, что превышает нужды страны в 4 раза. Основными составляющими возобновляемыми источниками на территории России являются энергии солнца и ветра. Экономический потенциал ВИЭ зависит от ряда факторов, таких как цена, качество и доступность традиционных источников, текущие экономические условия и региональные характеристики. Всё это меняется с течением времени, следовательно, для внедрения ВИЭ в системы электроснабжения подлежит предварительной оценке[15].

В свете вышесказанного, первым шагом будет произведена оценка возобновляемого потенциала региона. Но перед этим следует представить исследуемый объект – село Байкальское.

Старое рыбацкое село Байкальское имеет выгодное расположение на берегу озера Байкал. Оно окружено горами и мысом Лударь, который представляет археологическую ценность как центр стоянки древнего человека. Карта соответствующего побережья приведена в Приложении 2. В 41 км от деревни находится районный центр – город Северобайкальск.

В селе есть офис почты, больница, магазины и сотовый ретранслятор, а население составляет 660 человек.

Данный регион имеет как ветровой, так и солнечный потенциалы. В следующей секции приведена оценка доступных ВИЭ.

1.2.1 Ветровой потенциал региона

По данным архива погоды [16] произведем оценку ветрового потенциала села Байкальского с необходимыми поправками по средней скорости ветра.

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей поверхности возрастает и воздушный поток становится более устойчивым. Приблизительно скорость ветра на высоте h может быть оценена по формуле [17]:

$$V_h = V_\phi \left(\frac{h}{h_\phi}\right)^\alpha \quad (1)$$

где V_h – скорость ветра на высоте h ;

V_ϕ – скорость ветра на высоте флюгера, стандартное значение 10 м;

h_ϕ – высота флюгера;

α – коэффициент, зависящий от средней скорости ветра на высоте флюгера.

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени. Однако ввиду отсутствия данных за предыдущие годы, для анализа скорости ветра в селе Байкальском был использован статистический массив данных 2015-2016 гг [16].

Средняя скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение, полученное в результате измерений скорости через равные промежутки времени в течение заданного периода времени [18]:

$$V_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (2)$$

Ниже приведен расчет значения средней скорости ветра в марте месяце.

$$V'_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i = \frac{1}{31} (2 + 4 + \dots + 6 + 7) = 2,32 \text{ м/с}$$

Согласно [17], для $V_\phi \leq 3$ м/с применяют коэффициент $\alpha = 0,2$. Средняя скорость ветра на высоте 20 м в феврале 2015 года:

$$V_{h=20} = V_\phi \left(\frac{h}{h_\phi}\right)^\alpha = 2,32 \cdot \left(\frac{20}{10}\right)^{0,2} = 2,66 \text{ м/с} \quad (3)$$

В таблице 5 представлены результаты расчетов средней скорости ветра для других месяцев.

Таблица 5 – Результаты расчета средней скорости ветра для каждого месяца в период с февраля 2015 по январь 2016

Месяц	$\bar{V}_V, m/s$	$\bar{V}_{h=20}, m/s$
Январь	2.32	2.66
Февраль	2.83	3.25
Март	2.94	3.38
Апрель	2.70	3.10
Май	2.00	2.30
Июнь	2.06	2.37
Июль	2.53	2.91
Август	2.65	3.04
Сентябрь	2.53	2.91
Октябрь	1.81	2.08
Ноябрь	1.74	2.00
Декабрь	1.71	1.96
Итого		2.66

Таким образом, среднее значение скорости ветра на высоте 20 метров с учетом корректирующего коэффициента составляет:

$$V_{cp} = \frac{2,66 + 3,25 + \dots + 1,96}{12} = 2,66 \text{ м/с.}$$

В наиболее распространенных руководствах и рекомендациях по применению ветроустановок малой и средней мощности, среднегодовая скорость ветра должна быть не менее 4 м/с [19], поэтому их применение в селе Байкальское нецелесообразно.

1.2.2 Солнечный потенциал региона

Солнечная радиация является неисчерпаемым, мощным и экологически чистым источником энергии. Но, несмотря на всю привлекательность солнечной радиации как источника энергии, ее использование для хозяйственных нужд на большей части территории России ограничено климатическими особенностями и отсутствием надежных методов по ее определению.

Первые данные о прозрачности атмосферы на Байкале были получены В.В. Буфалом в 1964 году. В них показано, что величина прямой солнечной радиации над Байкалом в среднем на 13% выше, чем в Иркутске. Байкальская котловина и озеро Байкал отличаются сравнительно высокой интегральной прозрачностью атмосферы[20]. Кроме того, продолжительность солнечного сияния здесь превышает 2000 часов в год [22].

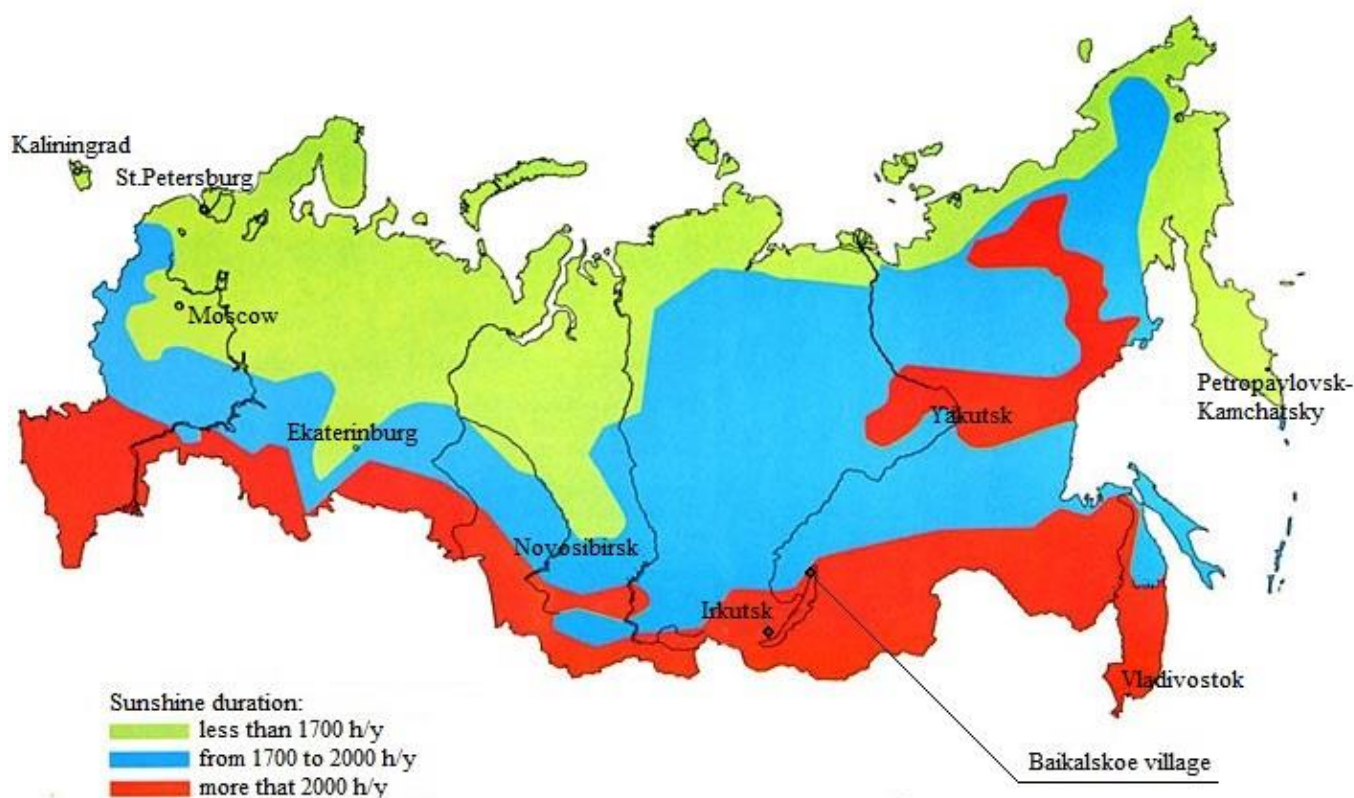


Рисунок 8. – Карта солнечной инсоляции России [21]

Всё это является благоприятными факторами для использования энергии солнца. Произведем расчет солнечной инсоляции на примере весны. При вычислении солнечной радиации, поступающей на какую-либо наклонную плоскость, принимают во внимание три составляющие радиационного баланса[22]:

$$Q_{\text{накл}} = S_{\text{накл}} + D_{\text{накл}} + R_{\text{накл}} \quad (4)$$

где $Q_{\text{накл}}$ – суммарная солнечная радиация, падающая на наклонную поверхность, Вт/м²;

$S_{\text{накл}}$ – прямое солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность, Вт/м²;

$R_{\text{накл}}$ – излучение, отраженное от поверхности Земли, Вт/м².

Далее определяем высоту солнца и угол падения солнечного излучения на площадку при различных углах наклона плоскости к горизонту по формуле[22]:

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos s - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin s \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos s \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin s \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin\omega \quad (5)$$

где φ – географическая широта местности, рад;

δ – склонение Солнца, рад;

s – угол наклона плоскости к горизонту, рад.

Величины δ и ω показаны на рисунке 9.

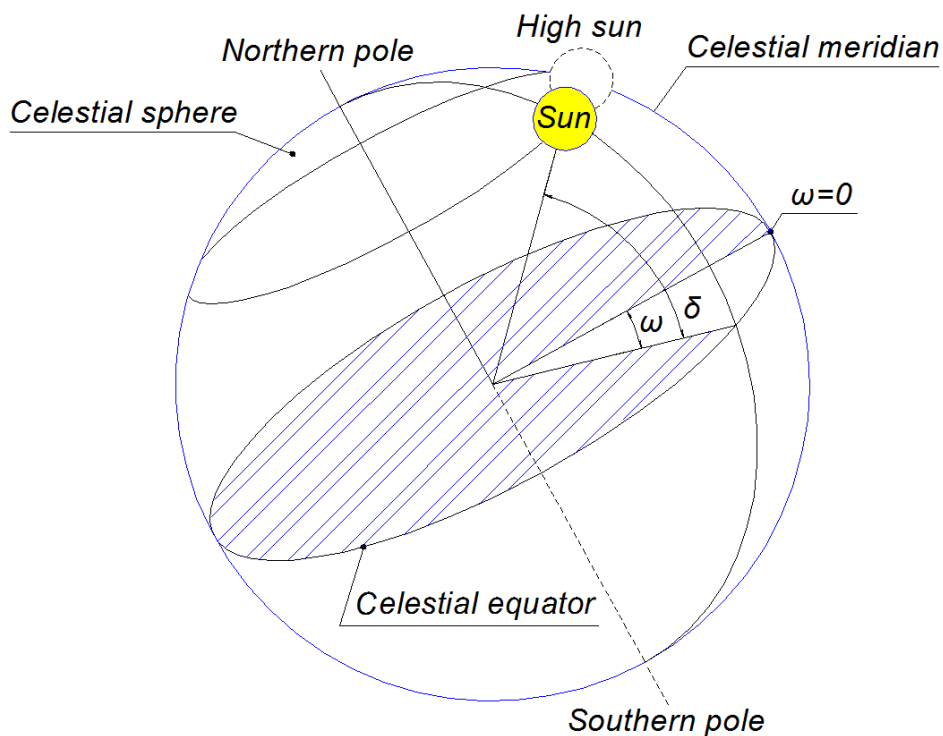


Рисунок 9. – склонение Солнца δ и часовой угол ω

Найдем плотность потока суммарной солнечной радиации, падающей на наклонную площадку в ясную погоду при различных углах наклона площадки к горизонту[22]:

$$Q_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) = S_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) + D_{\text{накл}}(\varphi, \omega, s, N) \quad (6)$$

Солнечная инсоляция ясного весеннего дня показана на рисунке 10. Средняя месячная облачность была рассчитана на основе статистических данных [23].

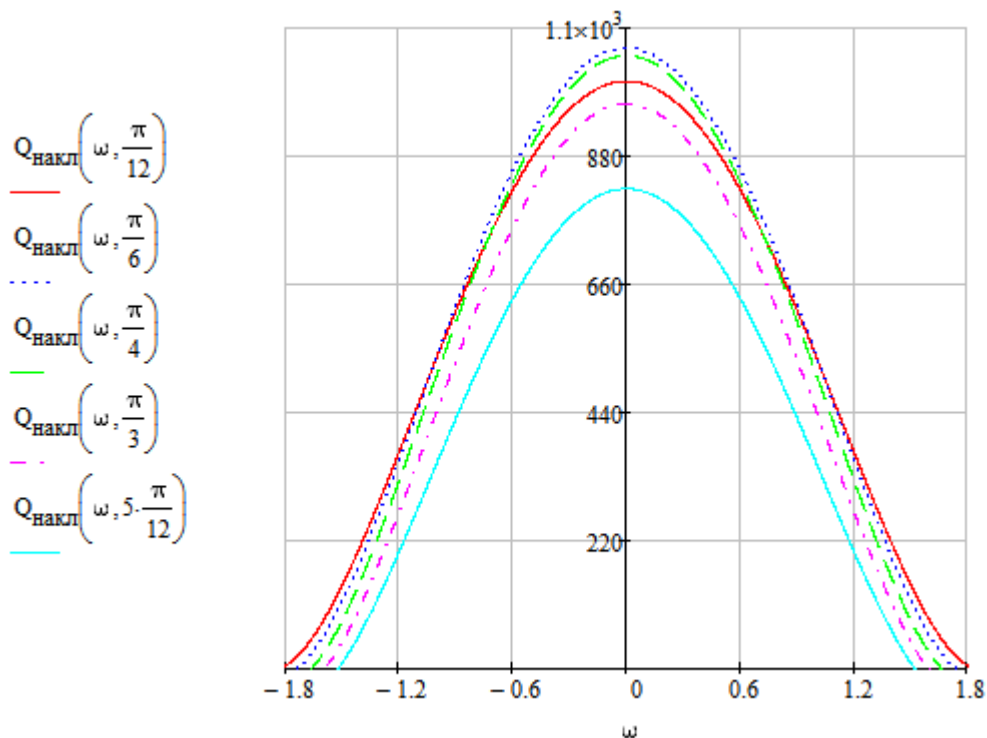


Рисунок 7 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную под разными углами в весенний ясный день

Далее необходимо определить оптимальный угол наклона плоскости к горизонту из условия максимального поступления солнечной радиации в ясную погоду. Используя нижеприведенную формулу можно найти объем солнечной инсоляции для каждого угла наклона панелей [22]. Полученные значения приведены в Таблице 6, из которой видно, что максимальное количество солнечной радиации поступает на плоскость, наклоненную к горизонту под углом $\pi/6$.

$$\int_{-\omega_i}^{\omega_i} Q_{\text{накл}}(\omega, s_i) \cdot \frac{24}{2\pi} \cdot d\omega \quad (7)$$

Таблица 6. – Солнечная инсоляция на поверхность, наклоненную под разными углами s в ясный весенний день

$s, \text{ rad}$	$\pi/12$	$\pi/6$	$\pi/4$	$\pi/3$	$5\pi/12$
$s, ^\circ$	15	30	45	60	75
$Q_{\text{накл}}, \text{ кВтч/м}^2$	7.85	8.02	7.68	6.88	5.66

Определим поступление суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную к горизонту под оптимальным углом в облачную погоду с прояснениями по формуле [22]:

$$Q_{\text{обл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) = (S_{\text{накл}}(\varphi, \omega, \gamma, s, N) + D_{\text{накл}}(\varphi, \omega, s, N)) \cdot (1 - (a + bn)n) \quad (8)$$

где n – количество облаков в долях единицы ($n = 0$ при безоблачном небе, $n = 1$ при сплошной облачности)

b – коэффициент, который можно считать постоянным и равным 0,38 [22];

a – коэффициент, зависящий от среды (суша или море) и от широты местности.

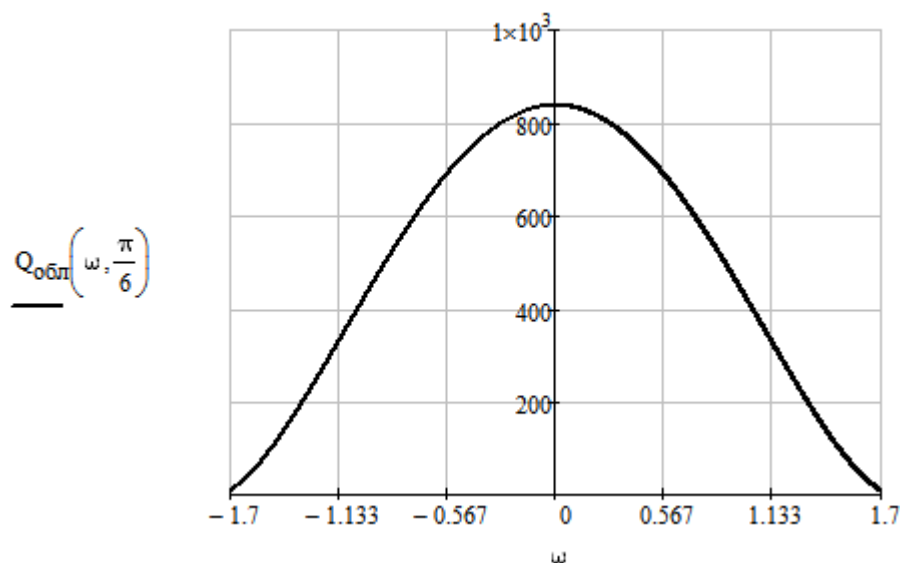


Рисунок 11 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную углом $\pi/6$ к горизонту в весенний облачный день с прояснениями

Значения суммарной солнечной радиации, поступающей на плоскость для характерных летних, осенних и зимних дней определяется аналогично. На рисунках 12-17 представлены графики поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную под разными углами в ясный день и в облачный день с прояснениями, для летнего, осеннего и зимнего дней соответственно.

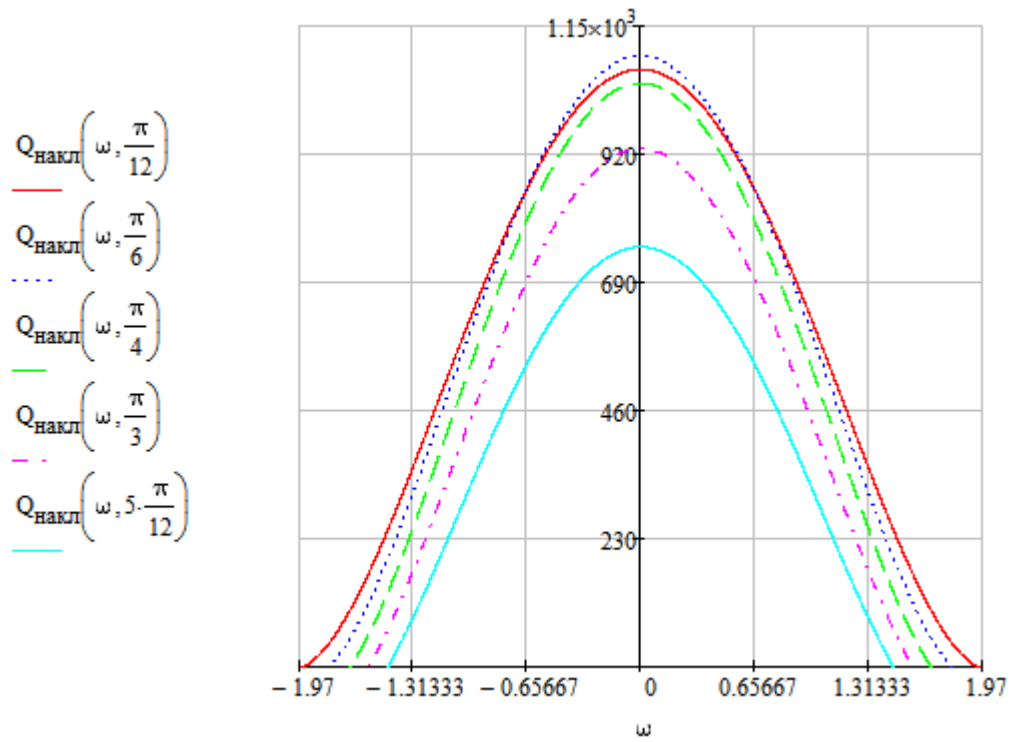


Рисунок 12 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную под разными углами в летний ясный день

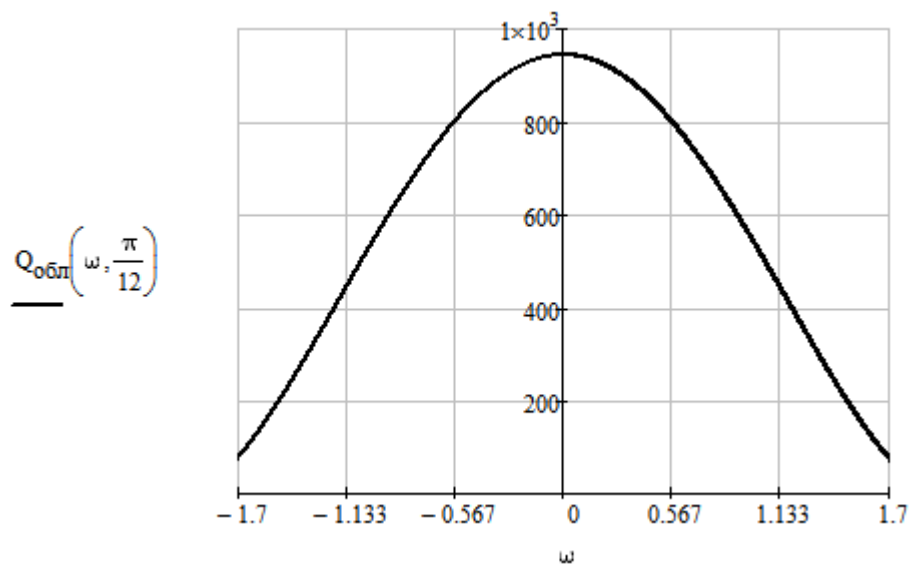


Рисунок 13 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную углом $\pi/12$ к горизонту в летний облачный день с прояснениями

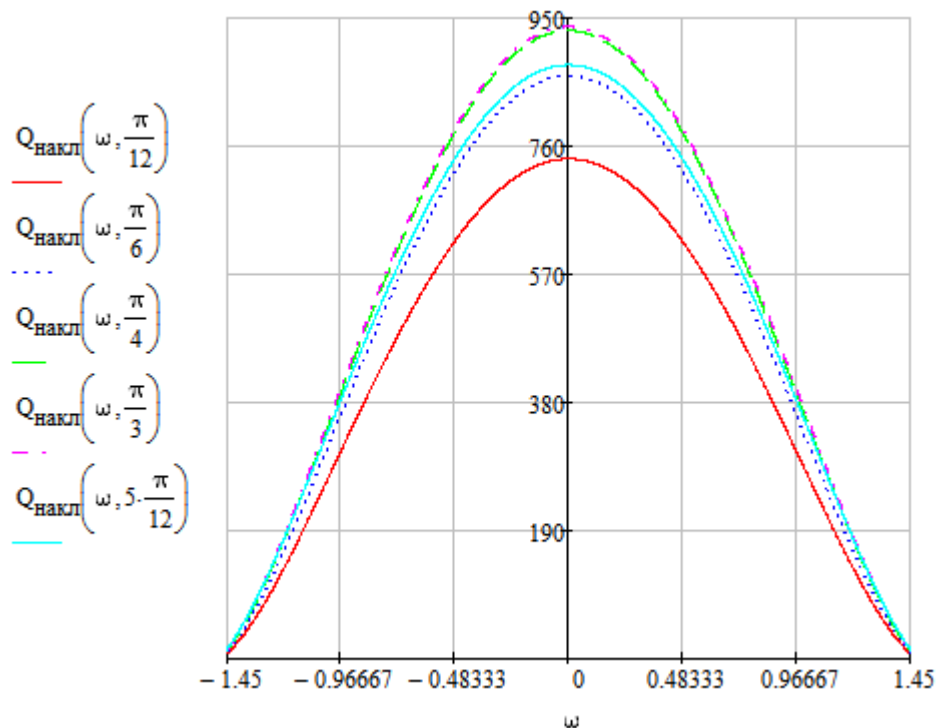


Рисунок 14 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную под разными углами в осенний ясный день

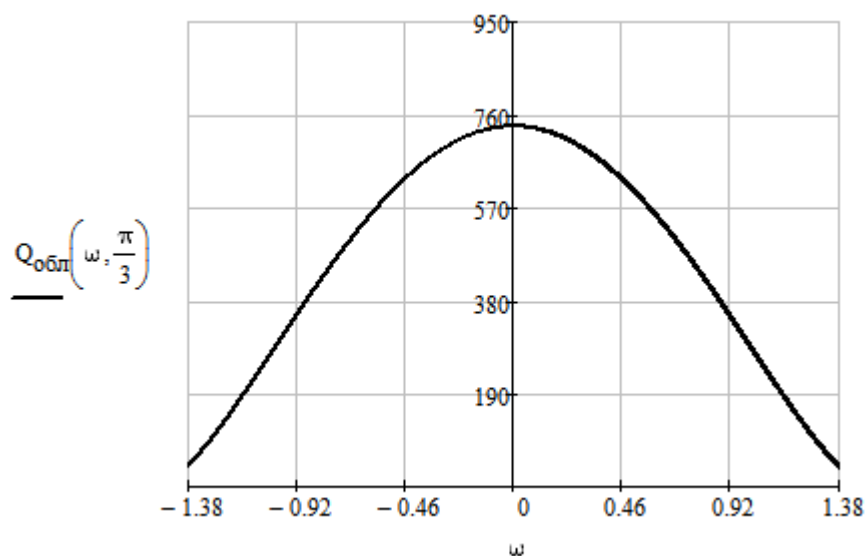


Рисунок 15 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную углом $\pi/3$ к горизонту в осенний облачный день с прояснениями

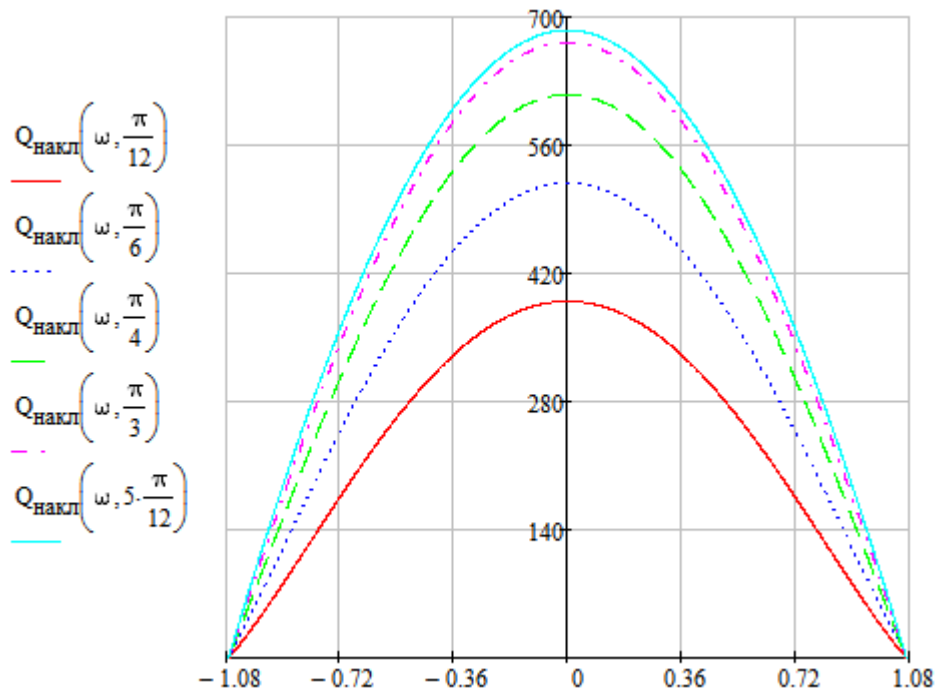


Рисунок 16 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную под разными углами в зимний ясный день

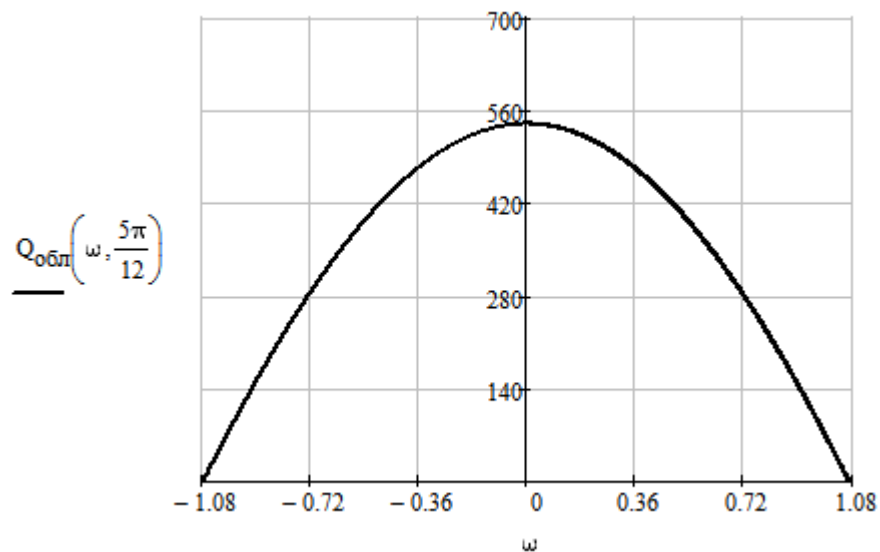


Рисунок 17 – График поступления суммарной солнечной радиации на плоскость, наклоненную углом $5\pi/12$ к горизонту в зимний облачный день с прояснениями

Сравнивая солнечную инсоляцию разных сезонов можно видеть, что оптимальный угол наклона PV панелей для разных сезонов различен. Оптимальный угол играет ключевую роль в общей выработке электрической энергии PV установкой. Для точности в выборе количества оборудования желательно оценить солнечную инсоляцию для каждого месяца таким же образом, как это было сделано выше для всех сезонов. Результаты расчетов приведены в таблице 8 и будут использованы при выборе оборудования для солнечной электростанции.

1.3 Солнечная электростанция

Солнечная электростанция (СЭС) – это электростанция, где электричество генерируется путем прямого преобразования из солнечной радиации.

Для обеспечения надежности электроснабжения такой установки помимо PV модулей используются дополнительные компоненты, которые зависят от типа и назначения СЭС. Параметры этих компонентов, а, следовательно, и стоимость СЭС, зависят от множества факторов, таких как: суточный график нагрузки и суточное потребление, характер работы СЭС (сезонный или годовой), среднемесячная поступающая солнечная радиация и количество последовательно идущих пасмурных дней в области установки фотоэлектрических установок, системы слежения за солнцем и другие факторы.

Поскольку PV панели генерируют электроэнергию только в дневное время, их установленную мощность следует выбирать в зависимости от количества энергии, которую нужно запасти для потребления в часах отсутствия генерации. Это приводит к заметному увеличению установленной PV мощности и емкости банка батарей.

1.3.1 Схемы построения

Существует два основных типа СЭС:

- автономная система;
- система, работающая параллельно с сетью.

Помимо PV панелей, автономная СЭС, как правило, имеет аккумуляторные батареи и контроллеры заряда. В системах питания на переменном токе и напряжении 220/380 В СЭС также включает инвертор, который используется для преобразования постоянного тока в переменный. Типичная схема автономной PV системы питания показана на Рисунке 18.

Очевидным недостатком автономной СЭС является потеря избыточной энергии в режиме низкой нагрузки. Как правило, когда батареи полностью заряжены, контроллер выключает PV панели. Избыточная энергия может использоваться на балластной нагрузке, такой как, например, нагрев воды или воздуха, однако все же это не решает проблему полностью.

Основным недостатком автономной СЭС является потребность в батареях, которые должны работать в режиме циклической работы. Количество рабочих циклов широко распространенных свинцово-кислотных аккумуляторов относительно невелико и приводит к довольно частой замене этого компонента.

Покупка коммерческих батарей с большим сроком службы (то есть никель-кадмиевых и литий-ионных батарей) для СЭС довольно дорого.

Кроме того, батареи имеют потери энергии около 10%, вызванные процессом зарядки-разрядки и по мере износа батарей эти потери только растут [19].

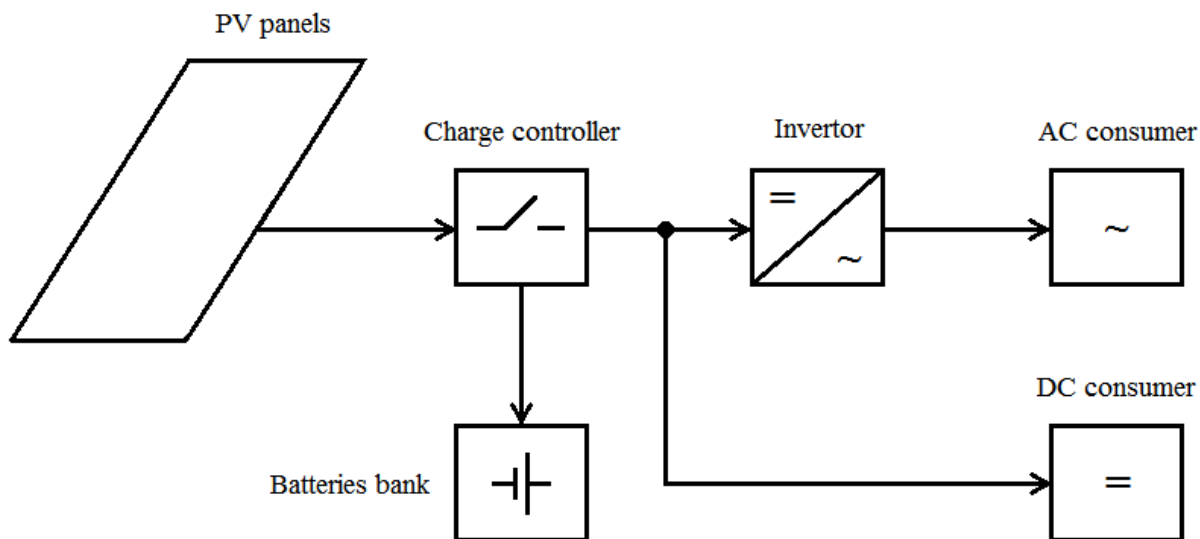


Рисунок 18. – Блок-схема автономной PV системы

Использование СЭС параллельно с сетью позволяет избежать многих, если не всех, недостатков автономных систем. Фактически, электрическая сеть представляет собой большую батарею со 100%-ным коэффициентом эффективности, которая может поглощать всю избыточную энергию, создаваемую панелями. Блок-схема СЭС с сетью показана на Рисунке 19.

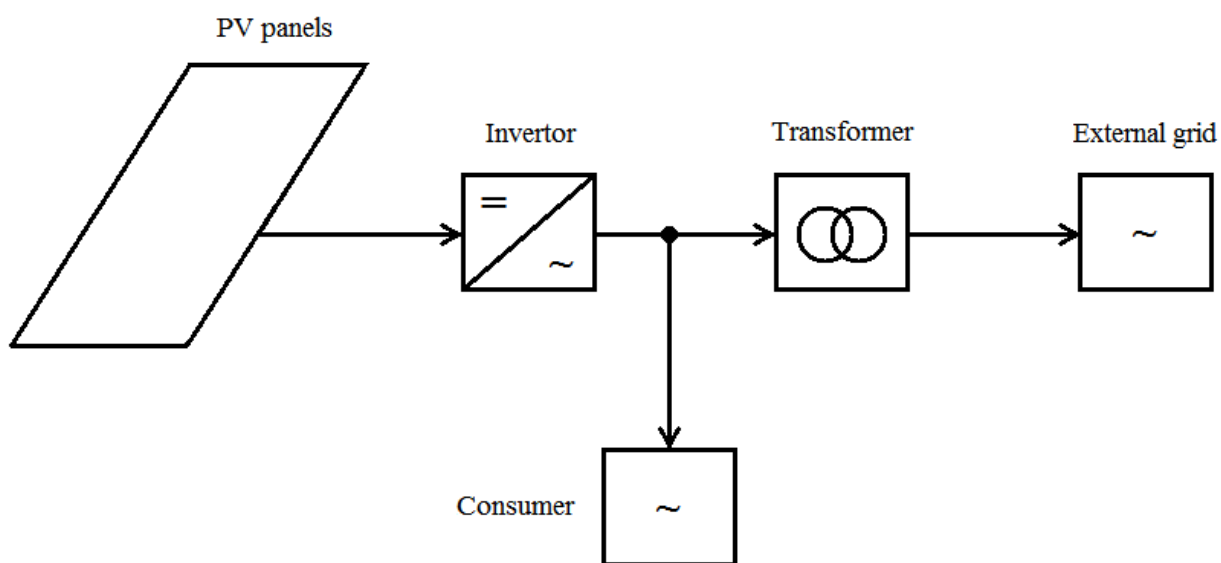


Рисунок 19. – Блок-схема PV системы с подключением к сети

В свою очередь, СЭС с подключением к сети подразделяется на два типа: с батареями и без них. Наиболее широко распространенные на практике фотоэлектрические системы – это системы без батарей. СЭС без аккумуляторных батарей обладает высокой надежностью и очень низким уровнем обслуживания. Такая система имеет инверторы, которые используют внешнюю сеть в качестве опорного напряжения, а это означает, что инверторы включаются благодаря напряжению сети и синхронизируют СЭС с сетью.

В случае отключения внешней сети произойдет локальное отключение и подача электроэнергии потребителям приостановится. Это происходит потому, что сетевые инверторы создают напряжение, идентичное сети, и без внешней сети поддерживаться оно не может. В этом заключается главный недостаток такой системы. Тем не менее, это необходимо по соображениям безопасности: когда линия электропитания отключена из-за ремонта и обслуживания, сетевой инвертор предотвращает подачу тока в линию.

Существуют дополнительные ограничения для локальных систем, подключенных к сети дизель-генераторов [19]:

- дизельные генераторы не могут быть отключены;
- генераторы должны покрывать 40% электроэнергии.

Когда сеть не надежна, применяется СЭС с батареями. По сравнению с предыдущей, эта система сложнее, но она способна обеспечить бесперебойное питание.

Чтобы обеспечить максимальную эффективность СЭС с аккумуляторами, работающей параллельно с сетью, необходимо использовать автономный инвертор. Существует три варианта построения такой системы [24]:

1. PV панели заряжают батареи через контроллер зарядки, а затем энергия проходит через инвертор прямо на нагрузку или в сеть;
2. Энергия от PV панелей переходит в сетевой PV инвертор, который питает нагрузку и заряжает батареи избыточной энергией (или, если батареи полностью заряжены, энергия поступает в сеть);
3. Гибридная система, которая включает компоненты обоих вариантов, упомянутых выше.

Самый простой и применимый вариант – первый. Его схема показана на Рисунке 20. Батареи заряжаются PV панелями через контроллер заряда постоянного тока.

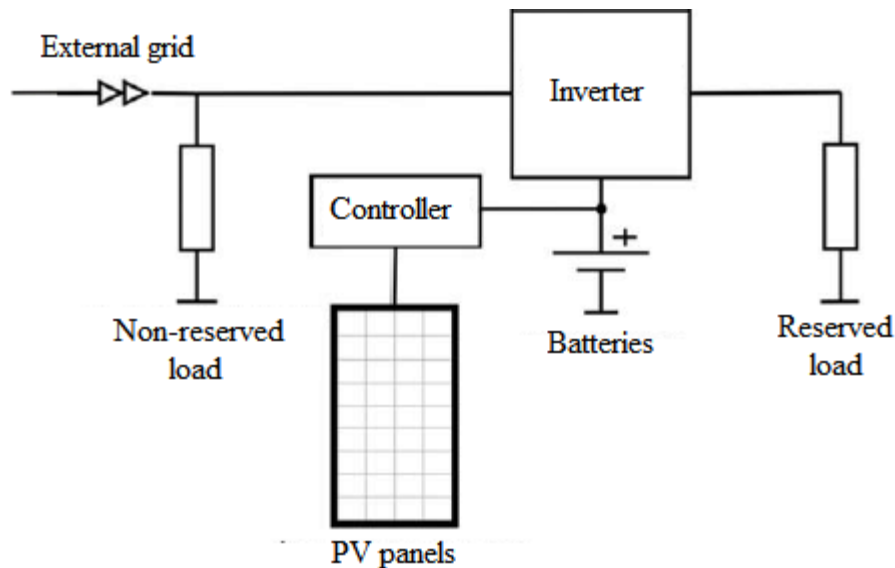


Рисунок 20. - Схема PV системы с подключением к сети с контроллером заряда постоянного тока [19]

Когда используется стандартный источник бесперебойного питания (ИБП), батареи заряжаются внешней сетью, а солнечные панели почти не используются. Для максимизации использования солнечных батарей применяются поиск точки максимальной мощности (MPPT) и специальный инвертор с контролем напряжения батарей. В этом случае, даже если батареи полностью заряжены, солнечная энергия переходит на нагрузку, и это приводит к сокращению отбора мощности из сети. Когда нагрузка потребляет меньше энергии, чем она фактически генерируется PV панелями, инвертор посылает чрезмерную энергию либо в сеть, либо для зарядки батарей [24].

Такая система имеет следующие преимущества: солнечная энергия используется даже в случае сбоев в сетях; Можно восстановить источник питания при длительных отключениях сети и глубокой разрядке батарей, поскольку панели PV могут заряжать их.

К недостаткам относятся: двойное преобразование солнечного электричества, которое приводит к дополнительным потерям в инверторе, контроллере и аккумуляторах; Циклический режим работы приводит к быстрому износу батарей.

Схема PV системы электроснабжения с сетью и сетевым PV инвертором показана на рисунке 21. Эта система имеет следующие преимущества: как сетевые, так и автономные инверторы могут применяться даже с минимальным набором опций, а представлены они на рынке ВИЭ в различных вариантах от многочисленных производителей; батареи всегда полностью заряжены и используются в буферном режиме только в случае сбоя сети.

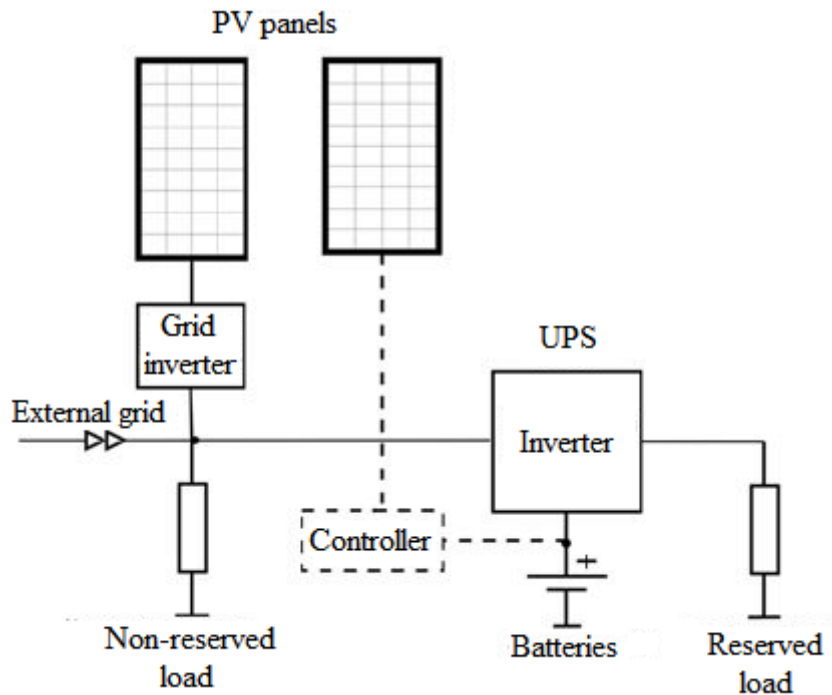


Рисунок 21. Схема PV системы энергоснабжения с сетевым инвертором [19]

Такая система рекомендуется использовать в системах электроснабжения, где электричество потребляется в основном во время дневного света, а отключения электросети являются редкими и короткими. У этой системы есть только один недостаток: производство солнечной энергии прекращается, когда происходят сбои сети.

Мощность ИБП не зависит от мощности PV панелей и охватывает только самых важных потребителей. Для восстановления после глубокой разрядки батарей эта система может иметь несколько солнечных батарей, подключенных к батареям через контроллер заряда (показано пунктирной линией на Рисунке 21). Но если перерывы в питании от сети короткие, то необходимости в таких мерах нет.

Наиболее универсальной системой является СЭС с сетевым инвертором на выходе ИБП (Рисунок 22). Как и в предыдущей системе, здесь применяется высокоэффективный инвертор. Разница в том, что питание как нагрузки, так и аккумуляторов не может быть прервано из-за сбоев в сетях.

В нормальном режиме сетевой инвертор питает на наиболее важных потребителей. Если потребление энергии нагрузкой меньше, чем генерация PV панелями, тогда избыточная энергия заряжает аккумуляторы. В противном случае нагрузка и батареи потребляют энергию из сети. После полной зарядки батарей избыток энергии уходит на нагрузку и/или в сеть.

Если происходит сбой сети, ИБП переключается на питание от батарей. В этом случае энергия Солнца используется непрерывно, так как источником опорного напряжения для сетевого инвертора становятся батареи.

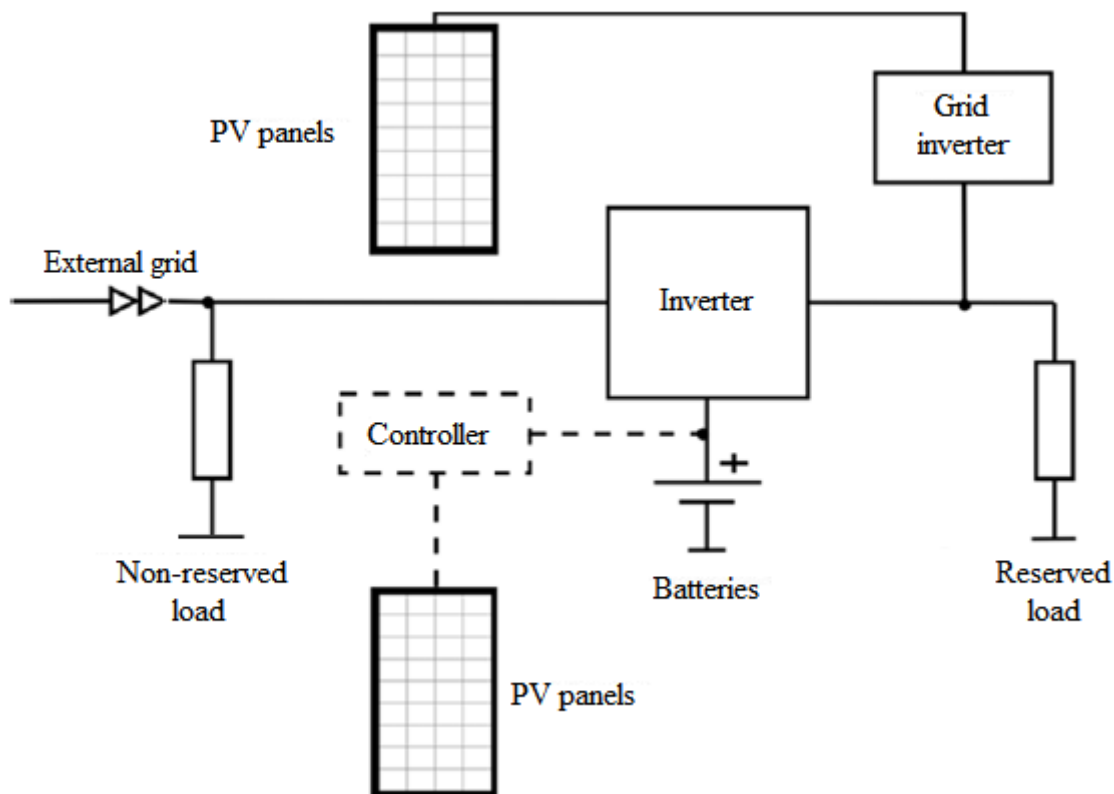


Рисунок 22. – Схема PV системы с сетевым инвертором, подключенным к выходу ИБП [19]

Эта система имеет следующие преимущества: эффективное использование батарей и возобновляемой энергии Солнца; есть возможность восстановить питание после глубокого разряда батарей благодаря нескольким PV панелям, подключенным к аккумуляторам через контроллер заряда (как показано пунктирной линией на Рисунке 22).

Недостатки данной системы включают необходимость специальных гибридных автономных инверторов, которые способны заряжать батареи со стороны выхода и передавать избыток энергии в сеть.

1.3.2 Описание основного оборудования

Основной частью СЭС является PV панель. Она также известна как солнечная панель/модуль и в основном состоит из фотоэлементов с последовательной и параллельной связью. На рынке ВИЭ имеются различные типы солнечных модулей. Разница потенциалов, развиваемая солнечным элементом, составляет около 0,5 вольт, и, следовательно, необходимо существенное количество таких ячеек, подключенных последовательно для достижения 14-18 В для зарядки стандартной батареи в 12 В. Солнечные панели соединены вместе для создания солнечного массива. Панели соединены вместе как параллельно, так и последовательно для достижения более высокого тока и более высокого напряжения. Типичная конструкция солнечных панелей показана на Рисунке 23.



Рисунок 23. - Типичная конструкция PV панели [25]

Помимо солнечных панелей, СЭС имеет три основных элемента: батареи, контроллер и инвертор. В сетевой СЭС PV панели не могут быть напрямую подключены ни к нагрузке, ни к банку батарей. Вот почему СЭС также нуждается в инверторе и контроллере в качестве центров трансформации и распределения энергии.

Выработка электроэнергии PV панелями значительно меняется с течением времени и зависит от интенсивности солнечного света. Поэтому солнечные модули не подключаются напрямую ни к нагрузке, ни к батареям. Обычно они питают инвертор, который затем синхронизирует выход с внешней сетью. Инвертор заботится об уровне напряжения и частоте выходной мощности PV системы. По мере того, как мы получаем энергию как от солнечных панелей, так и от сети, уровень напряжения и качество мощности остаются неизменными. Поскольку мощность солнечной системы может значительно различаться, СЭС автономных систем должна иметь запас энергии. Батареи, подключенные параллельно к PV системе, выполняют данную функцию. Батареи позволяют

решить проблему изменчивости генерации и ненадлежащего качества энергии, создаваемой солнечными панелями. Обычно для этой цели применяются свинцово-кислотные батареи глубокого разряда. Эти батареи имеют сравнительно большое количество циклов заряда-разряда, которые играют очень важную роль, учитывая частоту замены этих элементов с течением времени. Батареи, доступные на рынке ВИЭ, в основном обеспечивают либо 6 В, либо 12 В. Чтобы уменьшить зарядные токи, батареи следует подключать последовательно. Чтобы увеличить емкость банка батарей, их следует подключить параллельно.

Не желательно превышать допустимый уровень заряда свинцово-кислотных батарей. На них влияют как чрезмерный заряд, так и слишком глубокий разряд. Чтобы избежать таких ситуаций, к системе должен подключаться контроллер для поддержания перетока в банк батарей и обратно.



Рисунок 24. – Батареи глубокого разряда компании FIAMM [26]

В то время как электричество, производимое солнечной панелью, является постоянным, электричество, которое мы получаем из сети, является переменным. Таким образом, для запуска основного оборудования от сети, а также солнечной системы, требуется установка инвертора для преобразования постоянного тока солнечной системы в переменный ток того же напряжения, что и сеть. В автономных системах инвертор подключается к батарее напрямую, так что постоянный ток, поступающий от батарей, сначала преобразуется в переменный ток, а затем переходит в нагрузку. В сетевой PV системе панели напрямую подключаются к инвертору, а затем инвертор подает в сеть энергию тех же параметров, что и энергия в сети.

1.3.3 Методы повышения эффективности

Поскольку эффективность солнечных панелей по-прежнему относительно низкая, инженеры постоянно ищут пути ее увеличения. Хотя некоторые факторы (такие как облачность, высота Солнца) не поддаются влиянию, существует несколько способов воздействия на эффективность использования PV технологии. Речь идет не о совершенствовании PV технологии как таковой, но об условиях поступления на PV панели солнечного света.

Первый метод связан с углом падения солнечных лучей на панель. Количество солнечного света, падающего на поверхность панели при острых (или тупых) углах, намного меньше, чем под прямым углом. Так, приведенная ниже таблица показывает потери энергии фиксированной PV панелью в зависимости от азимутального угла. Расчеты выполнены для города Пенза [27].

Таблица 7. – Потери энергии PV панели, возникающие в связи с движением Солнца [27]

Азимутальный угол Солнца, °	>50	45–50	40–45	35–40	30–35	25–30	20–25	15–20	10–15	5–10	0–5
Годовые потери энергии, в % от потенциально доступной	44.44	2.14	1.31	0.92	0.69	0.53	0.38	0.26	0.14	0.05	0.01

Примечание: отраженная и рассеянная солнечная радиация не учтена.

Из Таблицы 7 видно, что неперпендикулярность солнечных лучей относительно поверхности солнечной панели приводит к большим потерям. Этих потерь можно избежать, если поддерживать панель под прямым углом к Солнцу. Такой инструмент отслеживает положение Солнца в течение дня и называется солнечной системой слежения или солнечным трекером [28]. Учитывая ось вращения, выделяют два типа солнечных трекеров – одноосный трекер (SAT) и двухосный трекер (DAT).

Обычно ось вращения SAT перемещается вдоль северного меридиана (с севера на юг), но она может быть ориентирована в любом направлении. Когда ось вращения SAT горизонтальна, она называется горизонтальным одноосным трекером (HSAT). Такая система имеет довольно простую геометрию и, если количество трекеров больше, чем одно, необходимо, чтобы оси вращения были параллельны друг другу. Существует модификация HSAT, которая может быть размещена на стене крупных зданий, которая называется настенным горизонтальным одноосным трекером (WHSAT).

Вертикальный одноосный трекер (VSAT) имеет вертикальную ось вращения, вращающуюся с востока на запад. В высоких широтах он более

эффективен, чем система HSAT. Обычно рабочая поверхность VSAT имеет фиксированную ось наклона к оси вращения. Трекеры с осью вращения между горизонтальными и вертикальными считаются наклоненными одноосевыми трекерами (TSAT).

Последний тип SAT – полярно ориентированный одноосный трекер (PASAT). Эта система ориентируется относительно полярной звезды. Наклон этого трекера равен широте области, в которой устанавливается солнечная система. Данный трекер выравнивает ось вращения с осью вращения Земли.

Система DAT имеет оси вращения, которые обычно независимы, но работают вместе. Системы DAT делятся на два типа: одноопорный двунаправленный трекер (TTDAT) и двухосный трекер с азимутальной высотой (AADAT). TTDAT – длинная башня с рабочей поверхностью наверху. Его основная ось горизонтальна. Поле TTDAT – очень гибкая система слежения из-за простой геометрии, но для того, чтобы избежать затенения когда Солнце низко в небе, поля TTDAT имеют низкую плотность установки. Основная ось AADAT является вертикальной. Он очень похож на TTDAT, но имеет другой способ вращения рабочей поверхности. Вместо поворота вокруг вершины столба система AADAT использует большое кольцо с роликами или подшипником и размещается на земле или на платформе. Такая конструкция имеет хорошее распределение веса трекера, но плотность установки даже меньше, чем для TTDAT.

Другим методом улучшения условий поступления солнечного света на PV панель является фокусировка (концентрация) солнечной радиации. Существует два основных способа направить большее солнечного света на панель: с помощью отражателей и с помощью фокусирующих линз [28].

Наиболее распространенным примером концентрационных линз является линза Френеля, названная в честь французского ученого. Он имеет несколько секций с разными углами и легче обычных линз. Существуют две возможные конструкции: в форме круга для обеспечения точечного фокуса или цилиндрической формы для обеспечения фокуса линии.

Первый тип отражающей технологии – параболические зеркала. В параболических зеркалах поступающий свет отражается первым зеркалом (коллектором) на второе зеркало, которое также имеет параболическую форму и отражает световые пучки к центру коллектора на солнечный элемент.

Можно использовать плоские отражатели рядом с фотоэлементом. Наклон зеркал зависит от угла наклона, широты и дизайна панели, но в основном фиксируется. Для этой технологии охлаждения не требуется.

Последний тип отражателей – люминесцентный концентратор. Здесь свет сначала преломляется в люминесцентной пленке, а затем направляется на PV панель. Это очень перспективная технология, поскольку она не использует труднообрабатываемых отражателей, таких как зеркала и линзы. Кроме того, люминесцентные концентраторы также работают с рассеянным светом и, следовательно, не требуют солнечной системы слежения. Более того, пленка может быть спроектирована таким образом, что волны, которые не могут быть преобразованы с помощью PV панели, просто не пройдут сквозь пленку, что приводит к удалению нежелательных волн. Охлаждение для такой технологии также не требуется.

Глава II: Оценка параметров солнечной электростанции.

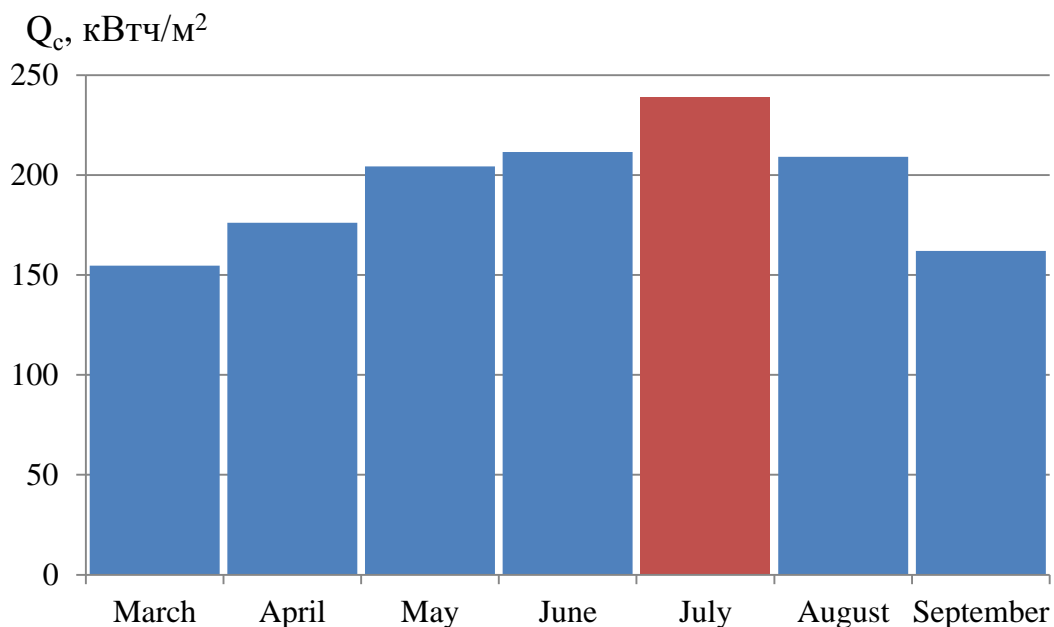
Рассматриваются два варианта СЭЭ. Первый вариант это установка PV панелей под оптимальным углом для соответствующего сезона. Второй вариант предусматривает применение системы отслеживания положения солнца. Такая система позволит максимизировать объем отпускаемой панелями электрической энергии, что позволит использовать меньшую установленную мощность станции, а значит, снизит и необходимую площадь отведения земли под СЭЭ.

2.1 Расчет необходимого числа фотоэлектрических панелей

Для того чтобы рассчитать необходимое количество PV панелей были использованы данные по солнечной инсоляции в селе Байкальское (рассчитанные в предыдущей секции) и данные помесячного потребления электроэнергии в 2015-2016 году (предоставленное Межрегиональной распределительной сетевой компанией Сибири «Северобайкальские электрические сети»). Эти сведения представлены в таблицах 8–9 и на рисунках 25–26. Наиболее благоприятным месяцем для использования PV панелей является июль, т.к. инсоляция в этом месяце была наибольшей. В другие месяцы следует комбинировать централизованное электроснабжение и СЭЭ.

Таблица 8 – Солнечная инсоляция в селе Байкальское Q_c , по месяцам

Солнечная инсоляция Q_c , кВтч/м ²	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
	155	176	204	212	239	209	162
Угол наклона панелей	$\pi/3$	$\pi/6$	$\pi/12$	$\pi/12$	$\pi/12$	$\pi/6$	$\pi/4$

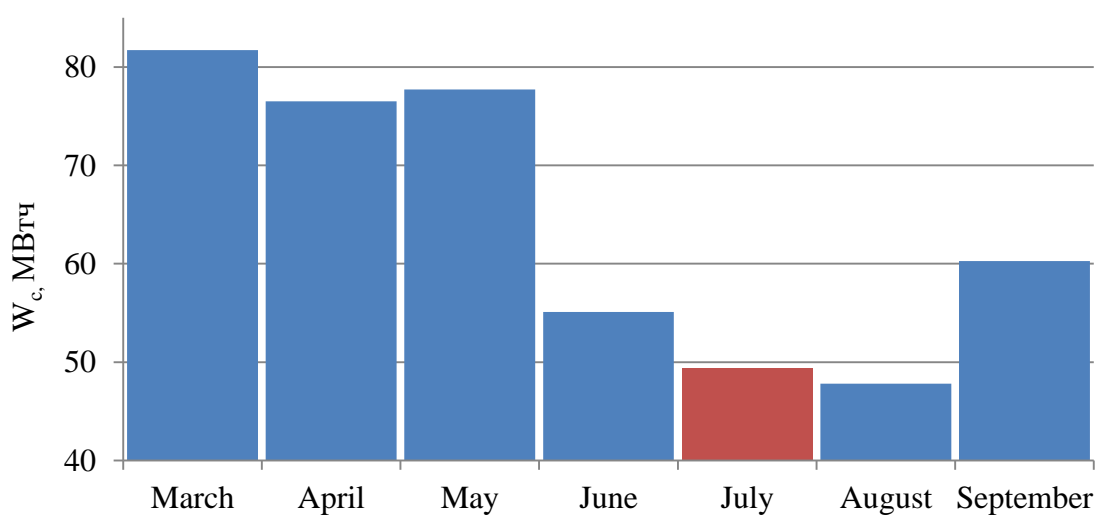


Примечания: красным цветом показан наиболее солнечный месяц 2015 года.

Рисунок 25 – Солнечная активность в с. Байкальское

Таблица 9 – Электропотребление W_C села Байкальское с марта по сентябрь 2015 [29]

W_C , кВтч	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
	81740	76520	77720	55100	49400	47790	60270



Примечания: красным цветом показан наиболее солнечный месяц 2015 года.

Рисунок 26 – Электропотребление W_C села Байкальского [29]

В дальнейших расчетах будет использован солнечный модуль ФСМ–100 произведенный компанией Sunways. Размер данных панелей подходит для солнечного трекера который будет использован в работе. Таким образом, в целях сравнения экономической эффективности, данные панели будут использованы как в сценарии без системы отслеживания положения солнца, так и в сценарии с применением данной системы. Параметры PV модуля представлены в Таблице 10. Расшифровка аббревиатулы ФСМ–100 приведена ниже.

Ф – Фотоэлектрический;

С – Солнечный;

М – Модуль;

100 – 100 кВтпик.

Таблица 10 – Характеристики ФСМ–100 [51]

S, м2	0,65
Стоимость, руб	7100
η , %	15,3
Габариты, мм	1209x539x35

Для определения объема генерируемой энергии выбранными панелями были использованы месячные данные солнечной инсоляции села Байкальское, представленные в Таблице 8. Солнечная инсоляция, которая может быть поглощена и полезно использована панелями, определяется по следующей формуле [18]:

$$Q_G = Q_{обл} \cdot \eta \cdot k, \quad (9)$$

где $Q_{обл}$ – месячная солнечная инсоляция, приходящая на 1 м² солнечной панели, кВтч/м²;

η – КПД солнечной панели;

$k = 0,5$ – корректирующий коэффициент учитывающий неперпендикулярность солнечных лучей к поверхности панели [18].

Используя вышеприведенную формулу, произведем расчет производства электроэнергии модулем ФСМ–100 в июле 2015 года:

$$Q_{G, July} = Q_{обл, июль} \cdot \eta \cdot k = 239 \cdot 0.153 \cdot 0.5 = 18.26 \text{ кВтч/м}^2.$$

Месячный отпуск электроэнергии от ФСМ–100 [18]:

$$W_G = Q_G \cdot S, \quad (10)$$

где S – площадь PV панели, м^2 .

$$W_{G,июль} = Q_{G,июль} \cdot S = 18.26 \cdot 0.65 = 11.9 \text{ кВтч.}$$

Необходимое число солнечных панелей для СЭЭ с оптимальным углом может быть найдено как показано в [18]:

$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{W_{C,июль}}{W_{G,июль}}. \quad (11)$$

Для покрытия нагрузки в июле 2015 СЭЭ должна иметь:

$$n_{\text{ФСМ}} = \frac{W_{C,июль}}{W_{G,июль}} = \frac{49\,400}{11.9} = 4\,152 \text{ шт.}$$

Покрытие нагрузки PV панелями может быть посчитано по формуле [18]:

$$\Delta = \frac{W_G \cdot n_{\text{PV}}}{W_C} \cdot 100\%. \quad (12)$$

Покрытие нагрузки выбранными панелями в июле:

$$\Delta = \frac{W_{G,июль} \cdot n_{\text{ФСМ}}}{W_{C,июль}} \cdot 100\% = \frac{11.9 \cdot 4\,152}{49\,400} \cdot 100\% = 100.02\%.$$

Результаты расчетов для других месяцев приведены в Таблице 11. В этой таблице можно видеть какая часть электропотребления покрыта выбранными панелями в течении года.

Таблица 11. – Результаты расчета производства электроэнергии PV панелями

Месяц	Потребление	Производство	Недостаток	Δ
	МВтч			%
January	114.4	17.5	96.9	15.3
February	96.56	26.06	70.5	27
March	81.74	32.01	49.73	39.2
April	76.52	36.46	40.06	47.7
May	77.72	42.29	35.43	54.4
June	55.1	43.79	11.31	79.5
July	49.4	49.4	0	100
August	47.79	43.27	4.52	90.5
September	60.27	33.53	26.75	55.6
October	75.52	28.35	47.17	37.5
November	85.7	22.95	62.75	26.8
Dececmber	74.76	15.71	59.05	21
Annual	781.08	373.82	407.26	47.9

Количество PV панелей выбрано с учетом солнечной инсоляции и потребления села Байкальского в июле 2015 года и составило оно 4152 шт., а установленная мощность СЭЭ равняется 412,2 кВт. Данное количество панелей способно покрыть нужды села в июле. В этом случае, панели будут установлены под оптимальным углом, поэтому имеет смысл менять угол панелей раз в сезон. Также важно отметить, что генерация PV панелями снижена ввиду неперпендикулярности солнечных лучей, которые падают на поверхность панели в течении дня. Однако во втором случае на СЭЭ применяются солнечные трекеры, которые минимизируют отклонение положения панелей относительно падающих лучей от прямого угла. Обычно применение солнечных трекеров экономически не эффективно по той причине, что цена их приблизительно равна цене устанавливаемых на трекер панелей, в то время как прибавка к КПД панелей составляет всего 20–30 % от базовой эффективности. Однако сотрудниками ТПУ был создан более дешевый трекер с 32% эффективности [30]. Таким образом, благодаря применению солнечных трекеров общее число панелей может быть снижено до 3152 шт., а установленная мощность такой СЭЭ составит 315.2 кВтч.

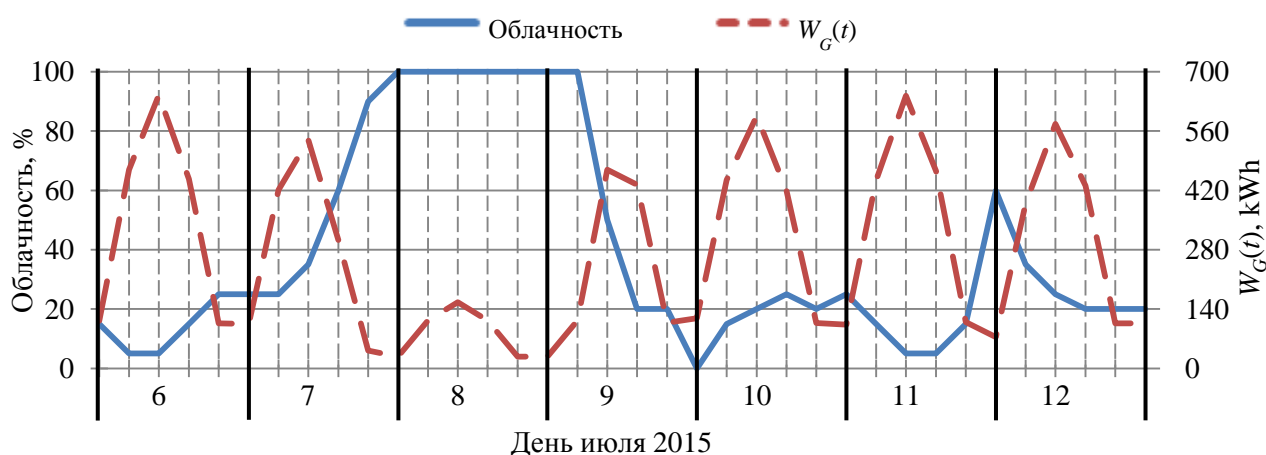
2.2 Расчет емкости накопителей

2.2.1 Выработка электроэнергии

Энергия, произведенная PV панелями, зависит от количества приходящей на их поверхность солнечной радиации. Основным фактором, который снижает солнечную инсоляцию, является облачность. Поэтому расчет выработки электрической энергии солнечными панелями основан на данных по облачности 2015 года [31], полученных ближайшей метеорологической станцией (г. Нижнеангарск), а также на длительности солнечного сияния [32]. Данные по длительности светового дня в селе Байкальское в июле 2015 года приведены в Приложении 3.

Из Приложения 3 видно, что наибольшая длительность светового дня была 1 июня. Восход и закат наблюдались в 4:05 и 21:31, соответственно. Световой день был округлен до 17,5 часов и поделен на пять временных зон, каждая длительностью в 3,5 часа. В сутках также есть две временные зоны, приходящиеся на ночь: с 0:00 до 4:00 и с 21:30 до 24:00. Таким образом, день был разбит на семь временных зон, в 5 из которых под действием солнечного света будет производиться электрическая энергия.

Количество облаков было усреднено для каждой временной зоны, после чего была рассчитана энергия, которая может быть выработана солнечными панелями в данных условиях. Результаты расчетов представлены в Приложении 4. На Рисунке 27 показан график изменения облачности и производимой энергии в дневных временных зонах во второй неделе июля 2015 года. Рисунок построен на основании данных Приложения 4.



Примечания: $W_G(t)$ – энергия, генерируемая панелями, кВтч. Черные линии разбивают график на семь дней. Пунктирные линии отражают дневные временные зоны (II – 4.00–7.30, III – 7.30–11.00, IV – 11.00–14.30, V – 14.30–18.00, VI – 18.00–21.30). Ночные временные зоны (I – 0:00 – 4:00 и VII – 21:30 – 24:00) исключены из графика ввиду отсутствия выработки электричества в это время. График для всего месяца приведен в Приложении 5.

Рисунок 27. – Изменение облачности и генерации $W_G(t)$ по дневным временным зонам во второй неделе июля 2015

Из Рисунка 27 видно, что генерация электричества сильно зависит от количества облаков – чем выше облачность, тем меньше отпуск электроэнергии панелями. Например, 8 июля 2015 года облачность достигает 100%, а пиковая генерируемая мощность в полдень того же дня намного меньше, чем в другие дни. Такой спад в производстве электроэнергии может в дальнейшем повлиять на общую ёмкость накопителей, которые будут обеспечивать бесперебойность нужд потребителей.

Количество облаков меняется постоянно, что приводит к снижению выходной мощности PV установок. Это является основным недостатком данной технологии [28]. Как уже было сказано в секции 1.2.2, солнечная инсоляция на озере Байкал выше, чем в соседних районах. Скорее всего, это связано с высокими объемами испаряющейся воды, которые вытесняют облака над озером. Однако для работы важна не столько причина, сколько сам факт высокой инсоляции, что является благоприятным фактором для применения солнечной энергетики здесь.

Для анализа поведения облачности и генерации были рассчитаны коэффициенты вариации (CV) данных параметров. Так как уровни генерации меняются стечением временных зон и связаны непосредственно с положением Солнца на небе, коэффициенты вариации были посчитаны для каждой из дневных временных зон. Результаты расчета представлены в Таблице 12.

Таблица 12. – Средние значения облачности \bar{C} и генерации \bar{W}_G в июле 2015, а так же их коэффициенты вариации CV

Time zone	\bar{C} , %	CV_C , %	\bar{W}_G , kWh	CV_G , %
II	22,3	126	98	22
III	21,6	115	412	21
IV	20,2	105	574	18
V	21,9	96	414	17
VI	24,7	94	97	21

Как видно из Таблицы 12, средние значения вариации облачности значительны, в то время как вариация генерации CV_G составляют всего около 20%. Это объясняется следующим образом: выработка электроэнергии PV панелями происходит не только под действием прямого солнечного света, но и под действием отраженного и рассеянного, которые также вносят свой вклад в генерацию.

Анализ результатов расчета генерации (частично отраженных на Рисунке 27) показывает, что непрямо солнечное излучение в безоблачную погоду вносит около 24% в общий объем генерируемой панелями электроэнергии. Другой причиной сравнительно малого значения CV_G может являться то, что количество временных зон, в которых наблюдается средняя и высокая облачность, относительно мало по сравнению с числом временных зон, в которых облачность низка.

Для описания режима потребления электроэнергии селом Байкальским воспользуемся типовым графиком нагрузки сельской местности [33]. Значения мощностей даны в относительных единицах, и для дальнейшего исследования их необходимо преобразовать в абсолютные. Первым шагом было найдено среднее потребление электрической энергии в июльский день 2015 года:

$$\bar{W}_{daily} = \frac{\sum W_{daily, July}}{31} = \frac{W_{July}}{31} = \frac{49\,400}{31} = 1593,6 \text{ кВтч.} \quad (13)$$

Данная энергия измеряется в кВтч и отражает то относительное количество энергии, которое дано в [33] и равно 1400% от максимальной нагрузки за сутки. Формула (14) позволяет найти нагрузку в каждый час суток.

$$P_i = \frac{\bar{W}_{daily, kWh}}{\bar{W}_{daily, \%} \cdot t} \cdot P_{i, \%}, \quad (14)$$

где $\bar{W}_{daily, \%}$ – относительный объем потребленной за день энергии, %;

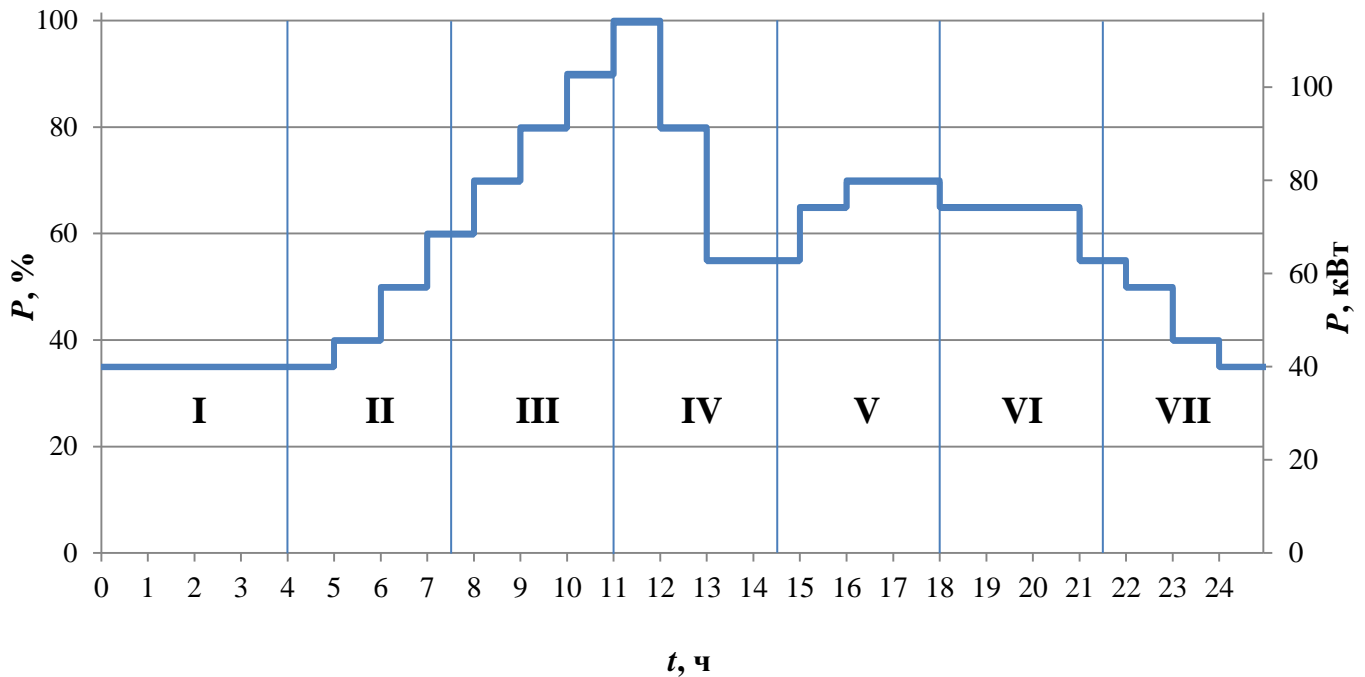
$P_{i, \%}$ – относительное значение нагрузки, %;

t – время действия нагрузки $P_{i, \%}$, h.

Так, для максимума нагрузки в средний июльский день 2015 года расчет выглядит следующим образом:

$$P_{max, July} = \frac{\bar{W}_{daily, kWh}}{\bar{W}_{daily, \%} \cdot t} \cdot P_{max, \%} = \frac{1593,6}{1400\% \cdot 1} \cdot 100\% = 113,83 \text{ kW.}$$

Полученная кривая нагрузки села Байкальского показана на Рисунке 28.



Примечания: Вертикальные линии разбивают график нагрузки на временные зоны, которые обозначены римскими цифрами (I – 00:00–4:00, II – 4.00–7.30, III – 7.30–11.00, IV – 11.00–14.30, V – 14.30–18.00, VI – 18.00–21.30 и VII – 21:30–00:00).

Рисунок 28. – Суточный график нагрузки села Байкальского в июле 2015 с указанием временных зон

В дальнейших расчетах были использованы объемы потребления каждой временной зоны. Расчет последних производился по формуле [7]:

$$W_C = \sum_i P_i \cdot t_i, \quad (15)$$

где W_C – энергия, потребленная за время t , кВтч;

P_i – i -й уровень нагрузки кВт;

t_i – время действия нагрузки P_i , ч.

Пример расчета энергопотребления для первой временной зоны показан ниже. Результаты расчетов представлены в Таблице 13.

$$W_{C1} = \sum_0^4 P_i \cdot t_i = 39.8 \cdot 4 = 159.2 \text{ кВтч.}$$

Таблица 13. – Потребление электроэнергии W_C по временным зонам в июле 2015

Временная зона	I	II	III	IV	V	VI	VII
W_C , кВтч	159	176	307	299	265	253	134

В следующей секции производится оценка необходимого количества батарей и уровней их заряда-разряда на основе данных о потреблении и потенциальной генерации в селе Байкальском в течение июля 2015 года.

2.2.2 Динамика разряда-заряда батарей

Генерируемая солнечной электростанцией (СЭС) и потребляемая нагрузкой энергии могут сильно различаться. Для сохранения электроснабжения в периоды недостаточной генерации (например, ночью) и избыточной в периоды пиковой генерации СЭС должна быть оборудована банком накопителей. Основываясь на результатах сравнения накопителей различных фирм [34], принимаем к установке глубокоразрядные аккумуляторные батареи LM OPzS 3500 компании FIAMM с номинальной ёмкостью 3500 Ач и номинальным напряжением аккумуляторной ячейки 2 В. Расшифровка названия батареи дана ниже.

LM – Low Maintenance – мало обслуживаемая;

Аббревиатура *OPzS* немецкая, и относится к немецкому стандарту *DIN 40737* [35].

O: Ortsfest = Stationary – стационарный;

Pz: Panzerplatte = Tubular plate (+) – с трубчатыми пластинами;

S: Spezial = Special, fluid electrolyte with special separator – специальный, жидкий электролит со специальным сепаратором.

В целях снижения зарядных токов следует собрать из выбранных ячеек батареи аккумуляторов на напряжение 48 В (цепь из 24 последовательно включенных ячеек). Параметры одной батареи аккумуляторов: $E_B=3500$ Ач; $U_B=48$ В. Глубина разряда, с целью продления срока службы аккумуляторов, принята равной 70%. Тогда требуемая емкость накопителей (E_{demand}):

$$E_C = \frac{W_{daily}}{U_B k_d}, \quad (16)$$

$$E_C = \frac{W_{daily}}{U_B k_d} = \frac{1593,6}{48 \cdot 0,7} = 47,44 \text{ кАч},$$

где W_{daily} – средняя суточная потребность в электроэнергии, Вт;

k_d – коэффициент использования емкости (учитывает, какую часть энергии всех аккумуляторов используют реально).

Зная требуемую емкость (E_C) и емкость одной батареи аккумуляторов (E_B) можно найти необходимое количество батарей аккумуляторов (N_B):

$$N_B = \frac{E_C}{E_B}, \quad (17)$$

$$N_B = \frac{E_C}{E_B} = \frac{47.43 \cdot 10^3}{3500} = 13,55 \approx 14.$$

Таким образом, суммарная емкость банка батарей составит:

$$E_{total} = E_B \cdot N_B, \quad (18)$$

$$E_{total} = E_B \cdot N_B = 3500 \cdot 14 = 49\,000 \text{ Ah}.$$

Перемножение полученной емкости с напряжением банка батарей (48 В) позволяет получить суммарную емкость в кВтч (2352 кВтч).

Чтобы убедиться в том, что разряд батарей не превысит допустимой глубины разряда, произведем расчет динамики заряда и разряда батарей для июля 2015 года основываясь на Приложении 4 и Рисунке 28 и полагая, что изначально батареи полностью заряжены ($E_{B0} = 49\,000 \text{ Ач}$ или $W_{B0} = 2\,352 \text{ кВтч}$).

Уровень заряда батарей рассчитывается по следующей формуле:

$$W_B(t+1) = W_B(t) - W_C(t) + W_G(t), \quad (19)$$

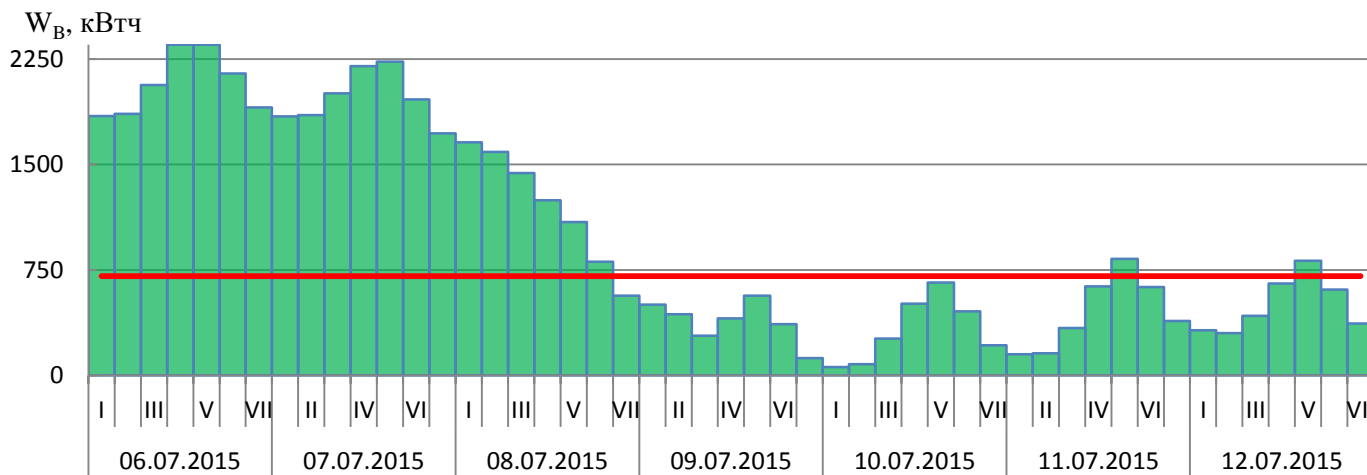
где $W_B(t+1)$ – уровень заряда батарей в момент времени $(t+1)$, кВтч;

$W_C(t)$ – энергия, потребленная за время t , кВтч;

$W_G(t)$ – энергия, выработанная за время t , кВтч;

t – временная зона, ч.

Полученные данные сведены в Приложение 6. На графике ниже показана динамика заряда-разряда 14-ти параллельно соединенных батарей в течение второй недели июля 2015 года, которая построена по данным Приложения 6.



Примечания: Красной линией показан минимально допустимый уровень заряда батарей, равный 30%. Временные зоны показаны римскими цифрами (I – 00:00–4:00, II – 4:00–7.30, III – 7.30–11.00, IV – 11.00–14.30, V – 14.30–18.00, VI – 18.00–21.30 и VII – 21:30–00:00). График всего месяца приведен в Приложении 7.

Рисунок 29. – Динамика заряда 14-ти параллельно соединенных батарей в течение второй недели июля 2015

Как было отмечено в предыдущей части, сниженная из-за плохих погодных условий генерация 8 июля 2015 приводит к недопустимому разряду батарей, что показано на Рисунке 29. Так как такой глубокий разряд приводит к снижению срока службы батарей, во избежание последнего необходимо увеличить число параллельно соединенных батарей с 14 до 20. Результаты представлены в Приложении 8 и на Рисунке 30. На графике ниже показана динамика заряда-разряда 20-ти параллельно соединенных батарей в течение второй недели июля 2015 года, которая построена по данным Приложения 8.

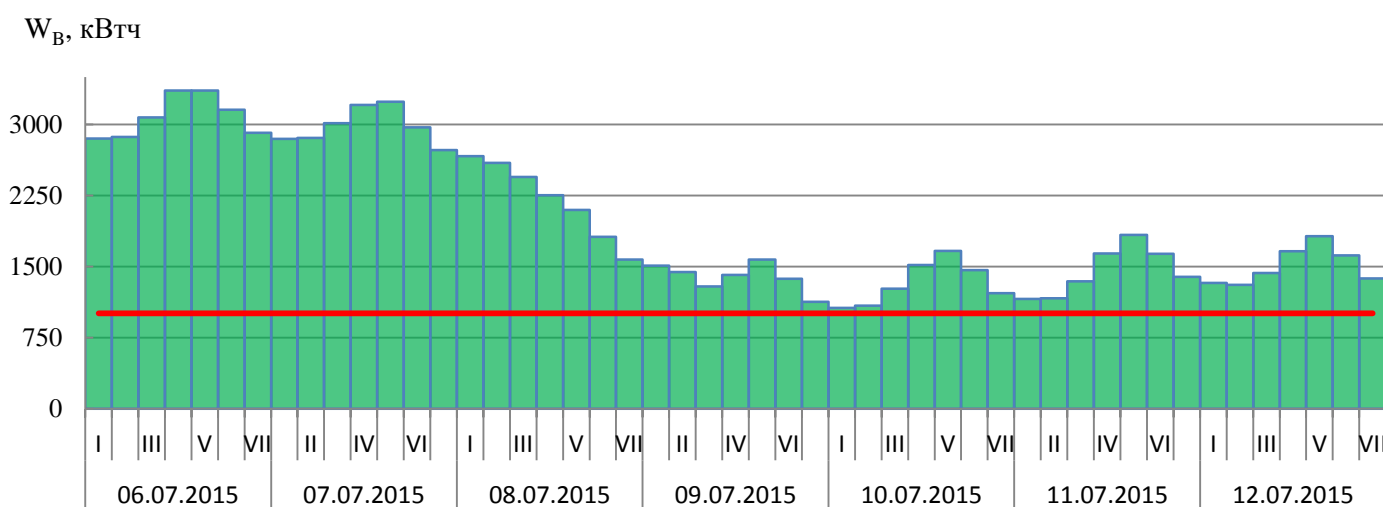


Рисунок 30. – Динамика заряда 20-ти параллельно соединенных батарей в течение второй недели июля 2015

Наиболее глубокий разряд батарей (68%), который наблюдается 10 июля, является допустимым для заданного режима работы. Таким образом, для электроснабжения села Байкальского в наиболее солнечный месяц только благодаря энергии, генерируемой PV панелями, суммарная ёмкость батарей должна составлять 63000 Ач (или 3360 кВтч). Число аккумуляторных ячеек $N_{C\ total}$:

$$N_{C\ total} = N_B \cdot N_C,$$
$$N_{C\ total} = N_B \cdot N_C = 20 \cdot 24 = 480 \text{ cells.}$$

Так как каждая батарея FIAMM LM OPzS 3500 состоит из четырех аккумуляторных ячеек, необходимое число батарей составляет 120 шт.

Для сохранения электроснабжения потребителей даже в случае перебоев на питающей линии СЭС должна быть выполнена по первому типу (см. секцию 1.3.1). Схема такой СЭС показана на Рисунке 20.

Для поддержания заряда батарей в рабочем диапазоне и, соответственно, для продления срока их службы, на СЭС применяют контроллеры заряда батарей. Для системы бесперебойного электроснабжения, рассматриваемой в данной работе, следует использовать контроллеры сравнительно высокой номинальной мощности. Поэтому к установке принимаются контроллеры ECO MPPT Pro 200/100 фирмы МикроАРТ, которые специализированы для PV систем. Каждый контроллер рассчитан на работу с PV массивом мощностью до 11 кВт. Суммарная установленная мощность PV панелей, подключенных к контроллеру, должна быть меньше его максимальной мощности, поэтому в работе принят к установке 1 контроллер на каждые 10 кВт установленных панелей. Таким образом, СЭС без солнечных трекеров требует к установке 42 контроллера, а СЭС с солнечными трекерами – всего 32.

Название контроллера расшифровывается следующим образом:

ECO – Ecofriendly – экологичный;

MPPT – Maximum Power Point Tracker – устройство слежения за точкой максимальной мощности;

Pro – Professional - специализированный;

200/100 – Maximum input voltage is 200 V/ maximum charge current is 100 A.

Для того, чтобы обеспечить электроснабжение потребителей переменным током, на СЭС применяют инверторы. Во избежание потери питания от панелей в случае повреждения инвертора весь PV массив разделяется множеством инверторов. Это обеспечит более высокую надежность СЭС в случае поломки

одного из инверторов, так как будет потеряно малое количество PV панелей, в то время как оставшийся в работе массив продолжит выработку электричества. Рынок возобновляемой энергетики насыщен разнообразными моделями инверторов, производимых множеством компаний. В последние годы на рынке ВИЭ хорошо себя зарекомендовала компания SMA. Целесообразно будет выбрать инвертор с номинальной мощностью кратной номиналу контроллера. Из каталога оборудования был выбран инвертор STP 20000TL с максимальной мощностью постоянного тока 20.44 кВт. Так, два контроллера будут подключены к одному инвертору и банку батарей. Следовательно, СЭС без солнечного трекера требует установки 21 инвертера, а СЭС с трекерами – всего 16.

Аббревиатура инвертора расшифровывается следующим образом:

STP – Sunny TriPower;

20000 – nominal power of 20 000 W – номинальная мощность 20 000 Вт;

TL – TransformerLess - безтрансформаторный.

На СЭС с трекерами к установке принимаются солнечные трекеры ST-800 фирмы SolarTechnic. Данный трекер рассчитан на 8 панелей ФСМ-100, и, следовательно, к установке принимается 394 шт. ST-800. Расшифровка названия трекера приведена ниже.

ST – Solar Tracker – солнечный трекер;

800 – мощность PV массива 800 Вт.

Глава III: Техничко-экономическое сравнение схем электроснабжения

Существует два возможных решения сложившейся в селе Байкальском ситуации. Традиционным решением данного вопроса является замена существующей ЛЭП 10 кВ на ЛЭП 35 кВ. Потери мощности и напряжения, которые напрямую зависят от длины линии и обратно пропорциональны напряжению линии, в случае передачи электрической энергии на более высоком напряжении будут существенно ниже. Этот факт является главным преимуществом традиционного решения. Однако, учитывая низкое потребление электроэнергии селом, стоимость ЛЭП будет высока и она никогда себя не окупит.

Альтернативным решением данной проблемы может являться локальная или распределенная генерация, которая может быть внедрена в существующую систему электроснабжения. Для задач электрификации экономически привлекательным решением в рамках распределенной генерации является применение ВИЭ. Основные достоинства возобновляемой энергии следующие: многие ВИЭ технологии не имеют топливных расходов, а так же они не оказывают неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Недостаток ВИЭ технологий заключается в их непостоянстве во времени, что приводит к неравномерной выработке электрической энергии, а иногда и к отсутствию её как таковой [8].

Ввиду новых требований к качеству и надежности электроснабжения сетевая компания должна либо заменить действующую ЛЭП на линию более высокого класса напряжения (в рамках стратегии централизации), либо построить местную электростанцию и комбинировать с действующим питанием от линии 10 кВ.

Расчет затрат на замену ВЛ выполнен с использованием укрупненных стоимостных показателей. С точки зрения типа опор, традиционное решение можно подразделить на два: с применением металлических и железобетонных опор.

Доступные ВИЭ были оценены в первой главе. Согласно расчетам, солнечная энергия в регионе имеет высокий потенциал. С точки зрения ориентации PV панелей, нетрадиционное решение подразделяется на следующие: СЭС с фиксированными панелями и СЭС с солнечными трекерами. Необходимое оборудование для обоих вариантов было выбрано во второй главе. В данной главе произведено экономическое сравнение всех альтернатив.

3.1 Расчет стоимости повышения класса напряжения питающей ВЛ по укрупненным стоимостным показателям

Оценка стоимости строительства ВЛ более высокого класса напряжения осуществляется с использованием укрупненных показателей стоимости строительства (УПСС) электрических сетей 35 кВ [36, 37].

УПСС приведены в базовых величинах (на 01.01.2000) и не включают налог на добавленную стоимость (НДС). Оценка стоимости строительства в текущих ценах производится с использованием отраслевых показателей пересчета стоимости (в соответствии с приказом ОАО «ФСК ЕЭС»). УПСС учитывает все затраты на строительство ВЛ в промышленных целях. УПСС ВЛ учитывают ледовые и ветровые нагрузки и отвечают требованиям [38]. УПСС для ВЛ, выполненной на стальных и железобетонных опорах, приведены в Таблице 14.

Таблица 14. – УПСС ВЛ на стальных и железобетонных опорах [36]

Класс напряжения ВЛ, кВ	Тип опор	Сечение сталеалюминиевого провода, мм ²	Число цепей	УПСС ВЛ, тыс. руб/км		
				Решетчатые	Стальные опоры	Железобетонные опоры
35	Свободностоящие	95	1	–	635.1	452.6*
			2	–	901.8	687.5
		до 150	1	–	754.6	576.0*
			2	927.8	988.6	852.4*

Примечания: * угловые опоры металлические.

Чтобы получить полную стоимость строительства, добавим сопутствующие расходы, а именно:

- 3,3% – временные объекты ($k_1 = 1,033$);
- 5,0-6,0% – прочие работы и расходы. Минимальное значение применяется для объектов, общая стоимость которых составляет более 100 млн. руб. в базисных ценах. Максимальное значение применяется для объектов, размещенных в отдаленных регионах с отсутствием основных производственных ресурсов. Поскольку село Байкальское попадает во второе определение, применим 6.0% ($k_2 = 1,06$);
- 2,6-3,18% – оплата услуг руководящего персонала по строительству и надзору за строительством. Величина зависит от затрат на строительство и определяется Руководствами для оценки затрат на работы менеджера по строительству [39];

- 7,5-8,5% – изыскательские и проектные работы, затраты на экспертизу проектной документации и надзор за проектированием (8% для нового строительства, $k_4 = 1,08$);
- 3% – непредвиденные расходы ($k_5 = 1,03$).

Затраты на вырубку просеки оцениваются для леса средней высоты и густоты с учетом корчевания пней прокладки для дорог и отвода земель под опоры. В случае недостатка информации эти затраты могут быть определены в соответствии с Таблицей 15.

Таблица 15. – Стоимость очистки земель и прокладки лежневых дорог [36]

Наименование работ	Класс напряжения ВЛ, кВ					
	35	110	220	330	500	750
Очистка земель, тыс. руб/км	105	165	275	330	389	550
Прокладка лежневых дорог, тыс. руб/км	193–780					

Для учета дополнительных затрат, связанных с усложняющимися условиями строительства, могут применяться следующие коэффициенты.

Таблица 16. – Коэффициенты усложняющих условий строительства ВЛ [36]

№	Условия строительства	Коэффициент
1	В горных/скалистых грунтах	1,012
2	В условиях города и пром.застройки	1,013
3	На болотах	1,053
4	В поймах рек	1,028
5	Вблизи высоковольтных объектов	1,018
6	При давлении ветра 0,61–0,75 кПа	1,003
7	При давлении ветра более 0,75 кПа	1,006

Из приведенной выше таблицы для нашего случая следует применить коэффициенты № 1 ($k_{rg} = 1,012$) и № 3 ($k_{wl} = 1,053$). Поскольку потребители относятся к третьей категории, ВЛ имеет только одну цепь. Общие затраты на строительство ВЛ без первых пяти связанных расходов, приведенных выше, могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$\sum C^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}), \quad (20)$$

где l_{OTL} – длина ВЛ, км;

C^{OTL} , $C_{clearing}$, C_{road} – относительные стоимости строительства ВЛ, вырубки и подготовки просеки и устройства лежневых дорог, соответственно, тыс. руб/км.

Используя приведенную выше формулу, найдем общие затраты на строительство ВЛ, выполненную на стальных и железобетонных опорах:

$$\sum C_{steel}^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C_{steel}^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}) = 35.509 \cdot (635.1 + 105 + 193) = 33\,133.45 \text{ (тыс. руб)},$$

$$\sum C_{RC}^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C_{RC}^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}) = 35.509 \cdot (452.6 + 105 + 193) = 26\,653.06 \text{ (тыс. руб)},$$

где C_{steel}^{OTL} – базовая стоимость строительства ВЛ на железобетонных опорах, тыс. руб/км;

C_{RC}^{OTL} – базовая стоимость строительства ВЛ на металлических опорах, тыс. руб/км.

Далее находим коэффициенты для сопутствующих затрат на содержание руководящего персонала по строительству и надзору за строительством. Для стальных опор $k_3 = 0,0318$, а для железобетонных опор $k_3 = 0,031$ [39].

С учетом вышеизложенного, общая стоимость строительства ВЛ в базисных ценах с соответствующими расходами может быть найдена по следующей формуле:

$$\sum C_{as}^{OTL} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C^{OTL}. \quad (21)$$

В случае стальных опор

$$\begin{aligned} \sum C_{steel,as}^{OTL} &= k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C_{steel}^{OTL} = \\ &= 1.033 \cdot 1.06 \cdot 1.0318 \cdot 1.08 \cdot 1.03 \cdot 1.012 \cdot 1.053 \cdot 33\,133.45 = 44\,375 \text{ (тыс. руб)}, \end{aligned}$$

и в случае железобетонных опор

$$\begin{aligned} \sum C_{RC,as}^{OTL} &= k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C_{RC}^{OTL} = \\ &= 1.033 \cdot 1.06 \cdot 1.031 \cdot 1.08 \cdot 1.03 \cdot 1.012 \cdot 1.053 \cdot 26\,653.06 = 35\,668.25 \text{ (тыс. руб)}. \end{aligned}$$

В обоих случаях необходимо использовать трансформаторы для новой ЛЭП на обоих концах линии. Трансформаторные ячейки приведены в [37]. УПСС трансформаторной ячейки учитывает все установленное оборудование (трансформатор, кабели, коммутационная панель, релейная защита, гибкие соединения трансформаторов и др.), материалы и строительные работы. К установке принимается трансформаторная ячейка с номинальной мощностью трансформатора 2,5 МВА, стоимость которого составляет 1 290 тыс. руб. в базисных ценах.

Используя индексы изменения сметной стоимости [40] для Сибирского федерального округа, произведем перерасчет затрат на строительство ВЛ и подстанций в текущих значениях. Для Республики Бурятия имеются индексы $i_{OTL} = 4,87$ для ВЛ и $i_{oth} = 7,63$ для подстанций. Общая сумма инвестиций в строительство ВЛ и подстанций в текущих ценах может быть рассчитана по формуле:

$$\sum C_{steel}^{current} = i_{OTL} \cdot \sum C_{steel,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} \quad (22)$$

где n_{Tr} – число трансформаторных ячеек;

C_{Tr} – УПСС трансформаторной ячейки, тыс. руб.

Тогда, для стальных опор общие инвестиции составят

$$\begin{aligned} \sum C_{steel}^{current} &= i_{OTL} \cdot \sum C_{steel,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} = 4.87 \cdot 44\,375 + 7.63 \cdot 2 \cdot 1\,290 = \\ &= 235.79 \text{ (млн руб)}, \end{aligned}$$

и в случае железобетонных опор

$$\begin{aligned} \sum C_{RC}^{current} &= i_{OTL} \cdot \sum C_{RC,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} = 4.87 \cdot 35\,668.25 + 7.63 \cdot 2 \cdot 1\,290 = \\ &= 193.39 \text{ (млн руб)}. \end{aligned}$$

Чтобы оценить экономию средств от замены ВЛ, рассчитаем потери энергии в линии электропередачи по среднегодовому значению тока [41]. Среднее значение тока за год можно найти по следующей формуле:

$$I_{ann}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi}, \quad (23)$$

где U_n – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

T_{ann} – время работы Вл, h;

$\cos \varphi = 0,85$ – power factor [29].

Среднее значение тока ВЛ 10 кВ, выполненной проводом АС-70 ($r_0 = 0,428$ Ом/км [7]) рассчитано ниже. Расшифровка названия провода также приведена ниже.

$$I_{ann,10kV}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi} = \frac{1\,362\,547 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 8\,760 \cdot 0.85} = 10.57 \text{ А.}$$

АС – Сталеалюминевый провод;

70 – поперечное сечение алюминиевой части провода, мм^2 [7].

Потери энергии в проводе вызваны главным образом нагревом. Потери на нагрев можно выразить следующей формулой:

$$\Delta W_P = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} \quad (24)$$

где n_p – число фаз провода;

r_0 – активное сопротивление провода, Ом/км;

n_c – число цепей ВЛ.

Ежегодная потеря энергии в проводе АС-70 при 10 кВ:

$$\Delta W_{P,10kV} = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} = 3 \cdot 10,57^2 \cdot \frac{0,428 \cdot 35,509}{1} \cdot 8760 = 44580 \text{ кВтч/год.}$$

В случае перехода на более высокий класс напряжения среднегодовое значение тока в проводе АС-95 (минимальное поперечное сечение для 35 кВ; $r_0 = 0,306$ Ом/км [7]) составит:

$$I_{ann,35kV}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi} = \frac{1362547 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 0,85} = 3,02 \text{ А.}$$

Ежегодная потеря энергии в проводе АС-95 при 35 кВ:

$$\Delta W_{P,35kV} = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} = 3 \cdot 3,02^2 \cdot \frac{0,306 \cdot 35,509}{1} \cdot 8760 = 2602 \text{ кВтч/год.}$$

При замене ВЛ 10 кВ на ВЛ 35 кВ ежегодной экономией энергии будет являться разница между ежегодными потерями энергии в проводах:

$$\Delta W_{P,ec} = \Delta W_{P,10kV} - \Delta W_{P,35kV} = 44580 - 2602 = 41978 \text{ кВтч/год.}$$

Экономия денег рассчитывается как произведение ежегодной экономии энергии на тариф на электроэнергию для населения. Тариф на электроэнергию будет рассмотрен позднее в этой главе.

Техническое обслуживание и другие затраты на ВЛ, включая частичную замену небольших частей ВЛ (например, гирлянды изоляторов), примем на уровне 0,05% в год от суммарных инвестиций.

Компания использует линейную амортизацию [42]. ВЛ имеет 6-ю амортизационную группу с экономическим сроком службы 11-15 лет. Трансформаторная ячейка имеет 7-ю группу амортизации со сроком службы 16-20 лет. Наиболее выгодным способом амортизации является выбор кратчайшего

периода из предложенного диапазона. Таким образом, примем 11-летний период амортизации для ВЛ и 16-летний период амортизации для ячеек трансформаторов. Однако срок полезного использования ВЛ 35 кВ составляет не менее 50 лет [7]. Согласно [43], расчетный период времени, необходимый для строительства ВЛ 35 кВ (с длиной ВЛ менее 50 км), составляет не более 2 лет. Таким образом, срок реализации проекта составит 52 года.

Поскольку МРСК Сибири является крупной энергетической компанией, для нее может быть применен налоговый щит для уменьшения налоговых отчислений всей компании. Таким образом, отрицательное значение налога будет считаться сбережением средств компании.

Для оценки денежных потоков для этих проектов были использованы следующие ставки.

- Средний уровень инфляции в России составляет 4,5%. Согласно [44], эта ставка в России до 2020 года будет составлять до 5%, что близко к прогнозам Министерства Экономического Развития Российской Федерации [45], чья оценка также показывает, что инфляция в 2021-2025 гг. составит примерно 3,9% в год, а в 2026-2030 гг. не более 3% в год. Среднегодовая инфляция за период 2016-2030 гг. оценивается в 3,8%. Чтобы избежать недооценки этого параметра, в расчетах предполагается, что уровень инфляции составит 4,5%.
- Рост цен на немецкое оборудование составляет 2,5%. В настоящее время цены на технологии снижаются благодаря техническому прогрессу. Часть оборудования, используемого данных расчетах, производится в Германии. Некоторое оборудование требует заменены в течении реализации проекта. Чтобы более точно оценить будущие цены на такое оборудование, воспользуемся прогнозом изменения цен немецких производителей [46]. Ожидается, что уровень роста цен на оборудование составит 2,3%. В данных расчетах округлим это значение до 2,5%.
- Уровень роста российских цен на оборудование составляет 4,1%. Подобно росту цен на немецкое оборудование, будет использован прогноз изменений цен российских производителей [44].
- Уровень роста цен на электроэнергию приравнен к среднему уровню инфляции, который составляет 4,5%. В селе Байкальское электрическая энергия используется для бытовых целей. Проанализировав цены на электроэнергию в последние годы (Рисунок 31) можно видеть, что увеличение стоимости электричества происходит значительно чаще нежели её снижение. Однако, данный рост имеет тенденцию к замедлению, поэтому можно предположить, что в будущем тариф на

электроэнергию для населения будет расти не быстрее, чем со средней скоростью инфляции.

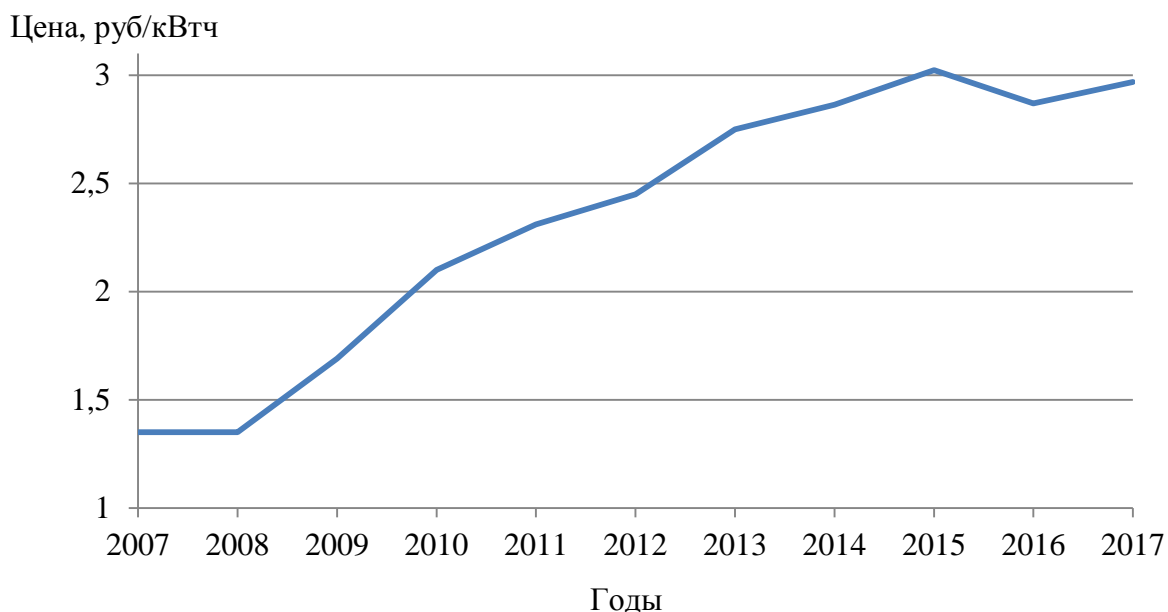


Рисунок 31. – Изменения тарифов на электроэнергию в Республике Бурятия, Россия, для населения в 2007-2017 годах [47]

- ПАО «МРСК Сибири» является дочерним предприятием ОАО «РОССЕТИ» – оператора энергосетей Российской Федерации. Главным акционером является государство, представленное Федеральным агентством по управлению государственным имуществом Российской Федерации, которому принадлежит 87,9% доли капитала компании [48]. С учетом вышесказанного, а также с учетом причин, упомянутых в разделе Постановки задач, с точки зрения ОАО «МРСК Сибири» ставка дисконтирования для проекта должна быть равна ставке государственных ценных бумаг. По данным Центрального банка Российской Федерации ставка доходности государственных ценных бумаг России составляет 8,445% [49]. Таким образом, в расчетах используется ставка дисконтирования в 8,445%.

- Корпоративная ставка налога составляет 20% [50].

Результаты расчета строительства ВЛ 35 кВ приведены в Таблице 17.

Таблица 17. – Результаты расчета строительства ВЛ 35 кВ

Экономический параметр	ВЛ на стальных опорах	ВЛ на железобетонных опорах
Инвестиции, млн руб	235.79	193.39
NPV, млн руб	-221.07	-181.86

3.2 Гибридная система электроснабжения без применения солнечных трекеров

Цены на оборудование и его количество, необходимое для СЭС без солнечных трекеров, приведены в Таблице 18.

Таблица 18. – Список выбранного оборудования сценами и сроками службы для СЭС без солнечных трекеров [26, 51, 52, 53, 54]

Наименование оборудования	Цена за шт., руб.	Необходимое кол-во	Срок службы, годы
Sunways FSM-100M	4 505	4152	25
FIAMM LM OPzS 3500	76 050	120	25
Electrolyte, 1 liter	59,78	6720	–
Racks E-PGV 2-68 SH	142 752,5	4	–
SMA Sunny Tripower 20000TL	251 334	21	25
ECO MPPT Pro 200/100	40 900	44	6

Цены на батареи, электролит и стойки уже включают транспортные расходы. Стоимость доставки остального оборудования была определена с использованием инструкций [55] и округлена до 80 000 руб.

Во избежание повреждения батарей глубокой разрядкой или перезарядкой предусмотрены контроллеры заряда батарей.

Согласно информации, предоставленной производителем, расчетный срок службы LM OPzS составляет 20 лет в буферном режиме работы [56]. Но срок службы батарей сильно зависит от глубины разряда (DoD) в течение основного числа циклов. Количество рабочих циклов конечно и зависит от DoD. В связи с этим необходимо оценить срок службы батарей для данного проекта.

Чтобы найти объем энергии, которую может обеспечить батарея OPzS в течение всего срока службы, во-первых, необходимо оценить, сколько кВтч батарея отдает за один цикл, а затем умножить это число на расчетное количество циклов, которое батареи OPzS прослужат до замены. Например, для 20% глубины разряда объем энергии, который будет обеспечен выбранными батареями, составит:

$$W_{lifespan} = \frac{U_B \cdot E_B \cdot N_B \cdot DoD \cdot N_{cycles}}{1\,000}, \quad (25)$$

Где U_B – номинальное напряжение батареи, В;

E_B – номинальная емкость батареи, Ah;

N_B – количество параллельно подключенных батарей;

N_{cycles} – расчетное количество циклов заряда-разряда батареи;

$$W_{lifespan} = \frac{U_B \cdot E_B \cdot N_B \cdot DoD \cdot N_{cycles}}{1000} = \frac{48 \cdot 3500 \cdot 20 \cdot 20\% \cdot 5000}{1000} = 3360000 \text{ kWh.}$$

Так как падение напряжения у потребителя имеет место только тогда, когда спрос на электроэнергию высок, это время является наиболее благоприятным для использования энергии, хранящейся в батареях. К сожалению, из-за недостатка информации нет точного значения нагрузки, при котором происходит недопустимое снижение напряжения. Судя по всему, это значение приблизительно равно летним пиковым нагрузкам. Чтобы избежать недооценки, для дальнейшего расчета предположим, что падение напряжения наблюдается при нагрузке равной и более 80% летнего пика.

Как было видно из Рисунка 25, июньское потребление энергии в деревне было выше в течение лета 2015 года. Следовательно, это приводит нас к летней пиковой нагрузке, которая может быть рассчитана по формулам (13, 14):

$$\bar{W}_{daily, June, kWh} = \frac{\sum W_{daily, June}}{30} = \frac{W_{June}}{30} = \frac{55100}{30} = 1836.7 \text{ kWh,} \quad (26)$$

$$P_{summer, max} = \frac{\bar{W}_{daily, June, kWh}}{\bar{W}_{daily, \%} \cdot t} \cdot P_{max, \%} = \frac{1836.7}{1400\% \cdot 1} \cdot 100\% = 131.2 \text{ kW,}$$

тогда нагрузка, при которой происходит недопустимое снижение напряжения:

$$P_{drop} = P_{summer, max} \cdot 80\% = 131.2 \cdot 80\% \approx 105 \text{ kW.}$$

Используя формулы (13, 14), были получены кривые нагрузки для каждого месяца, а затем было вычислено количество энергии, которое должно быть покрыто батареями. Например, используя P_{drop} для графика суточной нагрузки в деревне в июле 2015 года (Рисунок 28), можно видеть, что в 11:00 нагрузка превышает P_{drop} . Таким образом, батареи должны будут поставлять дополнительные $(113,8 - 105) = 8,8$ кВтч в это время. Умножение на количество дней в июле дает $(8,8 \cdot 31) = 273,5$ кВтч. Повторение этих расчетов для других месяцев дает годовое значение в 136 865 кВтч. Такое количество энергии батареи должны обеспечить для поддержания напряжения в допустимых пределах. Из этого можно судить о сроке службы батарей для данного проекта:

$$T_B = \frac{W_{Lifespan}}{W_{Drop, annual}} = \frac{3360000}{136865} = 24.55 \text{ yrs,}$$

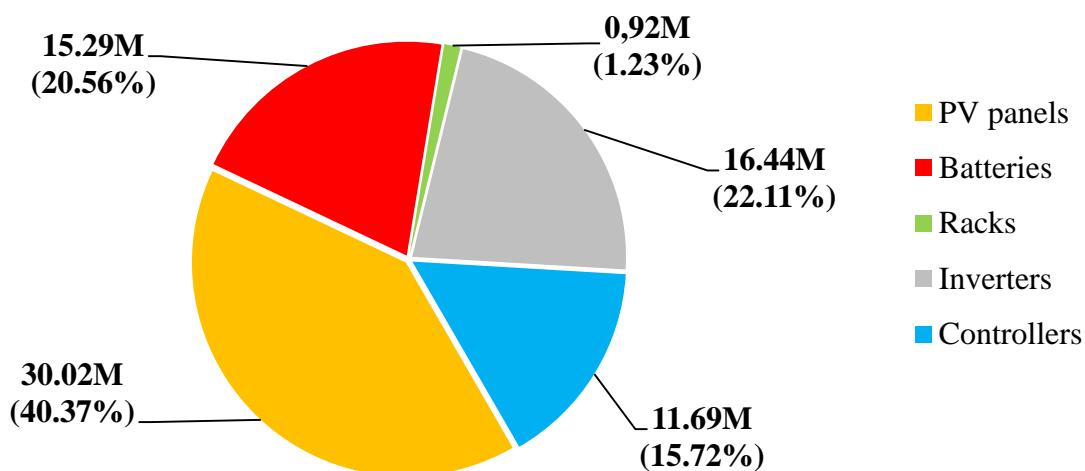
Где T_B – расчетный срок службы батарей, лет;

$W_{Drop, annual}$ – годовой объем энергии, который должен быть обеспечен батареями, кВтч.

Таким образом, выбранные батареи могут использоваться для целей проекта около 25 лет. Предполагая инвестиции в 0-й год и запуск СЭС в 1-й год, срок

реализации проектов должен составить 26 лет. Время реализации проектов СЭС и ВЛ различны. Для сравнения проектов СЭС с проектами строительства ВЛ возможно применение двух инструментов. Первый из них это расчет внутренней нормы доходности (IRR) каждого проекта. Второй это повторение проекта СЭС с целью приведения сроков реализации проектов СЭС и ВЛ к одному значению.

Принимая во внимание данные Таблицы 17, были посчитаны инвестиции за 52 года, что показано на Рисунке 32. NPV 52-летнего проекта составляет –19,91 млн. руб., тогда как IRR для 26 лет составляет 1,32%.



Примечания: Верхнее число региона показывает общие дисконтированные инвестиции в млн. руб., нижнее число показывает долю от общего объема дисконтированных инвестиций в %.

Рисунок 32. – Текущая стоимость общих инвестиций в СЭС без солнечных трекеров (52-летний проект)

3.3 Гибридная система электроснабжения с применением солнечных трекеров

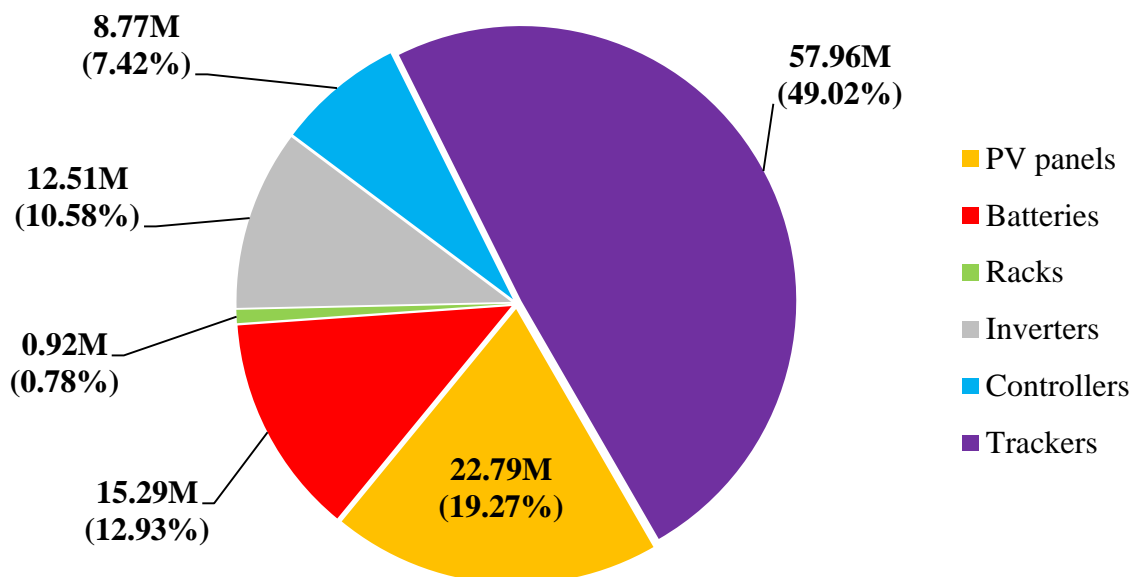
Цены на оборудование и его количество, необходимое для СЭС с солнечными трекерами, приведены в Таблице 19.

Таблица 19. – Список выбранного оборудования сценами и сроками службы для СЭС с солнечными трекерами [26, 51, 52, 53, 54, 56]

Наименование оборудования	Цена за шт., руб.	Необходимое кол-во	Срок службы, годы
Sunways FSM-100M	4 505	4152	25
FIAMM LM OPzS 3500	76 050	120	25
Electrilythe, 1 liter	59,78	6720	–
Racks E-PGV 2-68 SH	142 752,5	4	–
SMA Sunny Tripower 20000TL	251 334	16	25
ECO MPPT Pro 200/100	40 900	33	6
ST-800	39 800	394	25

Согласно информации, предоставленной производителем, срок службы солнечного трекера ST-800 составляет 10 лет при тяжелых условиях эксплуатации [57]. Продолжительность жизни может варьироваться от 10 до 30 лет в зависимости от климатических условий. Село Байкальское расположено на северо-западном побережье Байкала. Несмотря на то, что в Сибири резко континентальный климат, он довольно мягок рядом с озером. Погода смягчается самим озером Байкал, запасы воды которого составляют 20% от всех незамерзающих запасов пресной воды в мире [58]. Воды Байкала нагреваются и остывают медленнее, чем территория вокруг озера. Топографические особенности также вносят свой вклад в местный климат: Приморский и Байкальский хребты стоят на пути облаков и холодных ветров, дуящих с северо-запада Сибири. За счет этого лето здесь безоблачное и спокойное, а зима относительно теплая. Благодаря упомянутым выше хребтам на западном побережье озера гораздо меньше атмосферных осадков по сравнению с восточным берегом. Ветры дуют с запада на восток, поэтому количество снега на западном побережье намного меньше, чем на востоке. Среднегодовая температура воздуха составляет около 0 °С [59]. Таким образом, можно рассматривать погодные условия в селе Байкальское как мягкие для ST-800 и применять 25-летний срок службы для данного проекта. Следует также отметить 20% скидку на данную продукцию при оптовой закупке [57].

Принимая во внимание данные Таблицы 18, были посчитаны инвестиции за 52 года, что показано на Рисунке 33.



Примечания: Верхнее число региона показывает общие дисконтированные инвестиции в млн. руб., нижнее число показывает долю от общего объема дисконтированных инвестиций в %.

Рисунок 33. – Текущая стоимость общих инвестиций в СЭС с солнечными трекерами (52-летний проект)

NPV данного 52-летнего проекта составляет –19,54 млн. руб., а IRR для 26 лет 1,48%. Обобщенные результаты для проектов ВЛ и СЭС представлены в Таблице 20. Как видно из таблицы, традиционные решения данной задачи не являются рациональными. В настоящих условиях более привлекательными решениями являются проекты СЭС. Несмотря на то, что NPV проектов негативен, это не значит, что все проекты не подлежат инвестированию (см. Рисунок 34). Необходимо подчеркнуть, что обе модели солнечных проектов были построены по самым пессимистичным сценариям: цены на фотоэлектрическое оборудование изменяются с изменением цены производителей, а срок службы для оборудования принимался минимальным.

Таблица 20. – Экономические параметры традиционных и альтернативных проектов

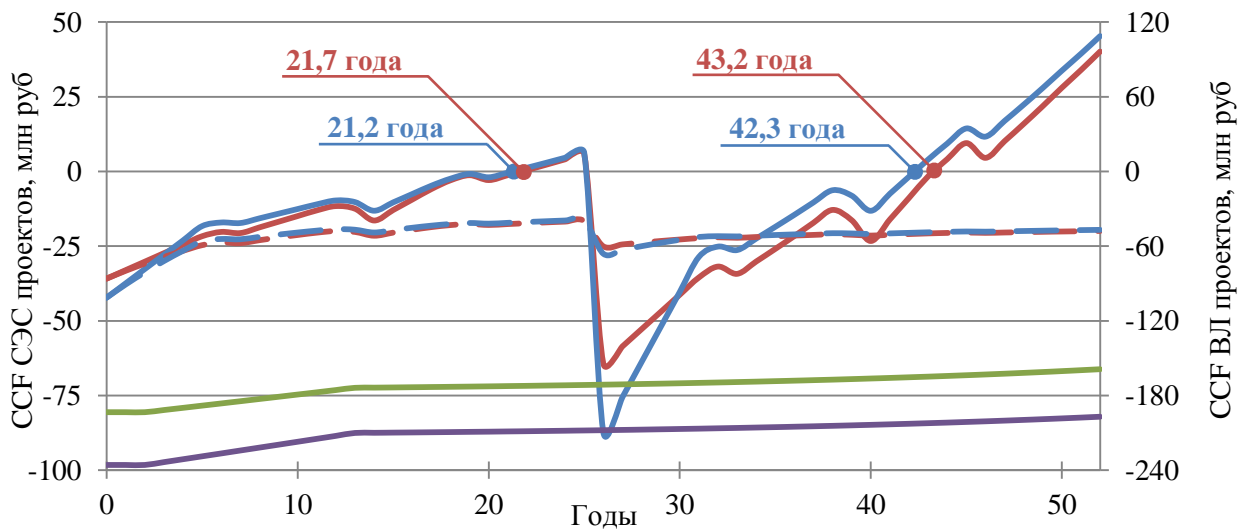
Проект	Инв-ии, млн руб	NPV, млн руб	IRR, %
ВЛ на стальных опорах	235,8	–221	–**
ВЛ на железобетонных опорах	193,4	–181,1	–**
СЭС без трекеров	74,4*	–19,9	1,32/2,37***
СЭС с трекерами	118,244*	–19,5	1,48/2,64***

Примечания: NPV проектов отрицательны. Тем не менее, чтобы решить проблему компания должна реализовать один из проектов.

* Значения показывают сумму первоначальных инвестиций и текущую стоимость всех реинвестиций.

** Поскольку первоначальные инвестиции слишком высоки, а ожидаемые денежные потоки относительно низки, IRR не найден.

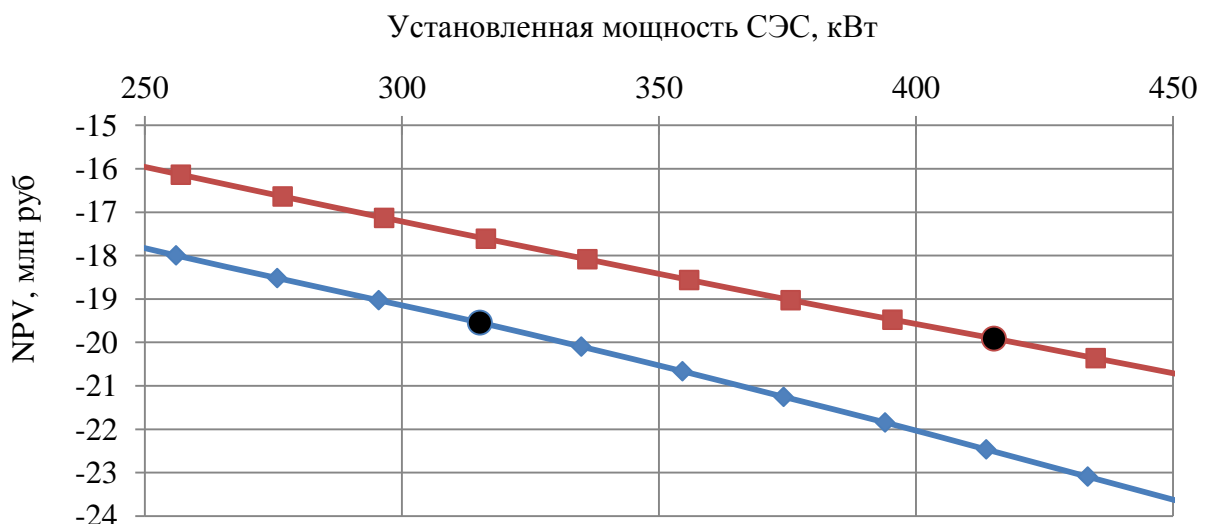
*** IRR рассчитаны для проектов на 26/52 года, соответственно.



Примечания: Cumulative Cash Flows (CCF) – кумулятивные денежные потоки. Красная, синяя, зеленая и фиолетовая линии отражают случаи СЭС без и с солнечными трекерами и случаи строительства ВЛ на железобетонных и стальных опорах, соответственно. Сплошная и пунктирная линии отражают кумулятивные не дисконтированные и дисконтированные денежные потоки, соответственно.

Рисунок 34. – CCF проектов

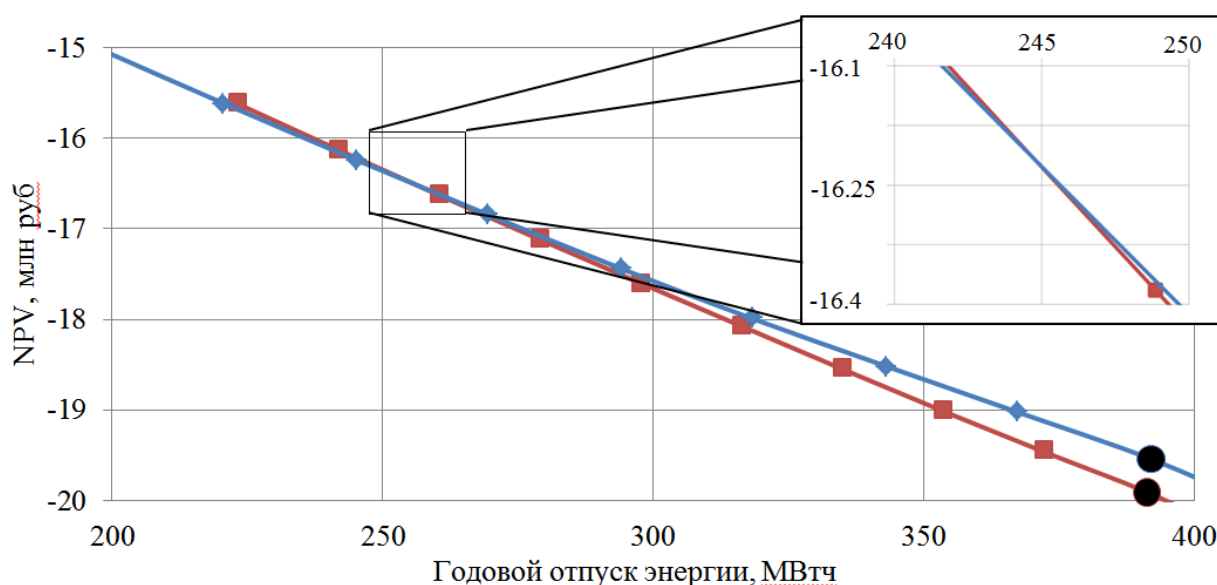
На Рисунке 34 показаны CCF традиционных и нетрадиционных решений. Накопительные не дисконтированные CF проектов по замене ВЛ не имеют срока окупаемости в течение срока реализации этих проектов. На рисунке показаны периоды окупаемости проектов СЭС для сроков реализации проектов в 26 и 52 года. Также показано, что эти проекты не имеют дисконтированного периода окупаемости. Причина в том, что ставка дисконтирования проектов выше, чем их IRR.



Примечания: Красная и синяя линии отражают случаи СЭС без и с применением солнечных трекеров, соответственно. Черные точки показывают оптимальные с технической точки зрения установленные мощности СЭС.

Рисунок 35. – Зависимости NPV от установленной мощности СЭС

Из Рисунка 35 видно, что чем ниже установленная мощность станции, тем выше значение NPV. Эти зависимости также учитывают все другое оборудование, связанное с общей емкостью панелей PV. Например, в случае СЭС с солнечными трекерами при увеличении общей PV мощности данная модель увеличивает количество трекеров, контроллеров заряда батарей и инверторов. Из рисунка также видно, что благодаря внедрению солнечных трекеров СЭС может иметь меньшую емкость, но более высокий NPV. Из-за отрицательной зависимости рациональнее будет принять минимальную мощность СЭС, чтобы минимизировать затраты компании. Из Рисунка 35 не ясно, что происходит с уровнями отпуска электроэнергии. При большем инвестировании в установленную мощность СЭС она производит больше энергии.

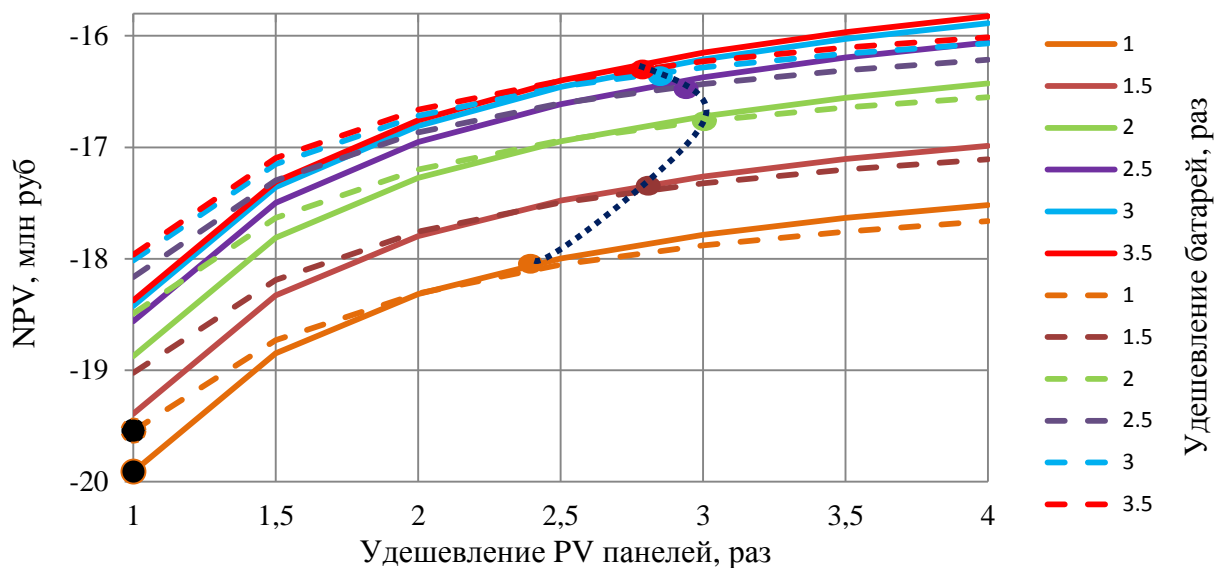


Примечания: Красная и синяя линии отражают случаи СЭС без и с применением солнечных трекеров, соответственно. Черные точки показывают отпуск электроэнергии и NPV для оптимальной с технической точки зрения установленной мощности СЭС.

Рисунок 36. – Зависимости NPV от выработки электроэнергии

Из Рисунка 36 видно, что NPV СЭС с солнечной системой слежения уменьшается медленнее, чем СЭС без трекеров. Также мы можем наблюдать пересечение зависимостей при годовой выработке электроэнергии в 245 МВтч. В этом случае установленные мощности СЭС без системы слежения за солнцем и с ней составляют около 257 кВт и 197 кВт соответственно. Очевидно, что с экономической точки зрения проект без солнечных трекеров может быть привлекательным для нас только тогда, когда требуемы отпуск электрической энергии составляет менее 245 МВтч в год. Такой уровень генерации электростанцией наблюдается когда установленные мощности СЭС с и без солнечной системы слежения равны 197 кВт и 277 кВт соответственно. В противном случае использование солнечной системы слежения является более

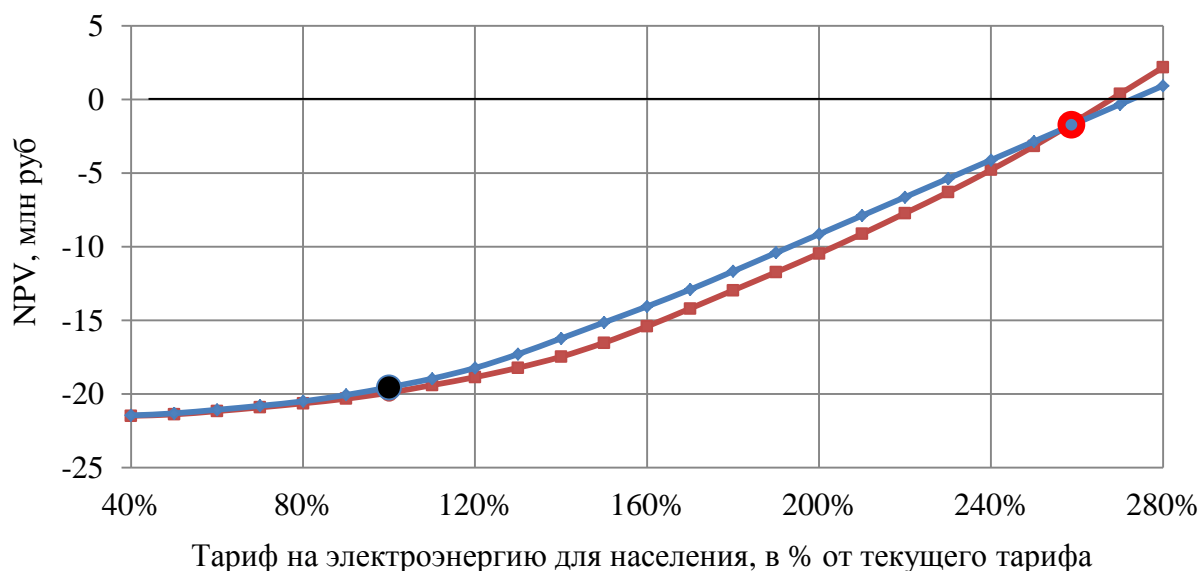
привлекательным решением, причем, чем выше разница между годовым производством энергии и точкой пересечения зависимостей, тем выше разница в NPV этих сценариев.



Примечания: NPV зависимости СЭС без и с системой слежения за солнцем показаны сплошными и пунктирными линиями соответственно. Пересечения сплошных и пунктирных линий образуют граничную линию (синяя пунктирная линия). В этих точках пересечения NPV альтернатив равны между собой. Положительный эффект от использования солнечных трекеров на NPV наблюдается при снижении цен на фотоэлектрические панели и батареи. Черные точки на вертикальной оси показывают соотношения, которые используются в экономических моделях.

Рисунок 37. – Зависимости NPV от снижения цен на PV панели через 25 лет

На Рисунке 37 показано как NPV проектов СЭС зависят от снижения цен на PV панели и батареи через 25 лет. В это время компании придется реинвестировать в основное оборудование СЭС, что является довольно дорогостоящим мероприятием, в связи с чем нужно выяснить, как изменения цен могут повлиять на проекты. NPV и отношение снижения цен, по всей видимости, имеют логарифмическую зависимость. Сначала, при снижении цены на оборудование, NPV проектов быстро растет, а затем стремится к NPV за первые 26 лет проекта. Необходимо выделить граничную линию преимущества системы слежения за солнцем: система слежения положительно влияет на NPV, когда будущие цены на оборудование расположены с левой стороны от граничной линии и имеют отрицательный эффект, когда будущие цены на оборудование расположены справа от нее. В случае, когда будущие цены на оборудование находятся на граничной линии, NPV проекта СЭС с солнечными трекерами равно NPV проекта СЭС с фиксированной ориентацией PV панелей.

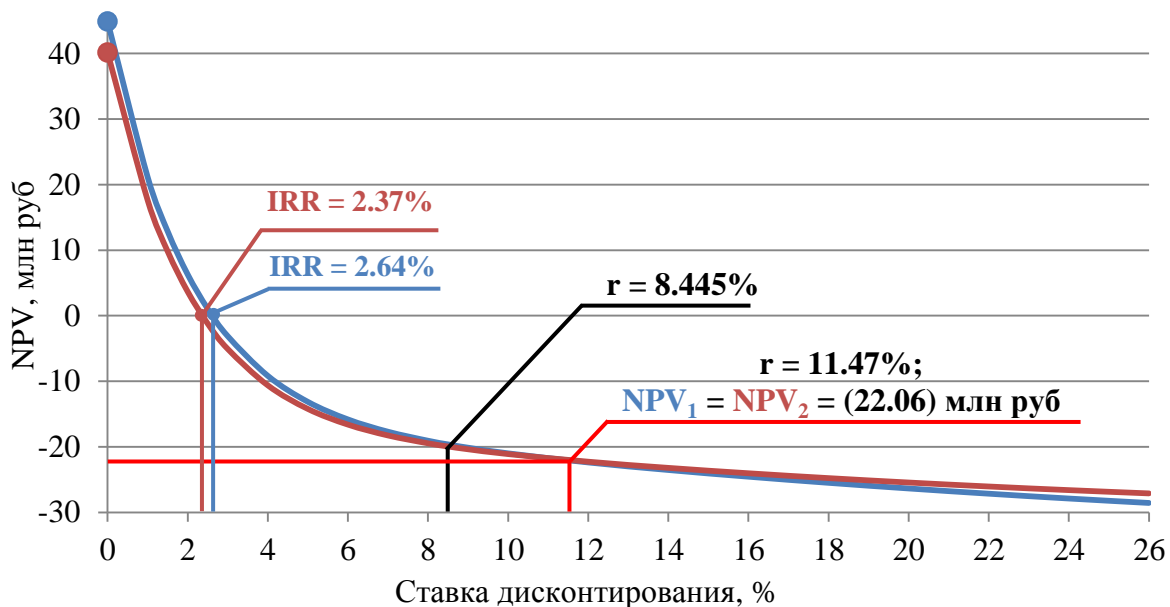


Примечания: Красная и синяя линии отражают случаи СЭС без и с солнечными трекерами, соответственно. Черная точка обозначает текущий тариф (100%) на электричество, который используется в экономических моделях.

Рисунок 38. – Зависимости NPV от тарифа на электроэнергию

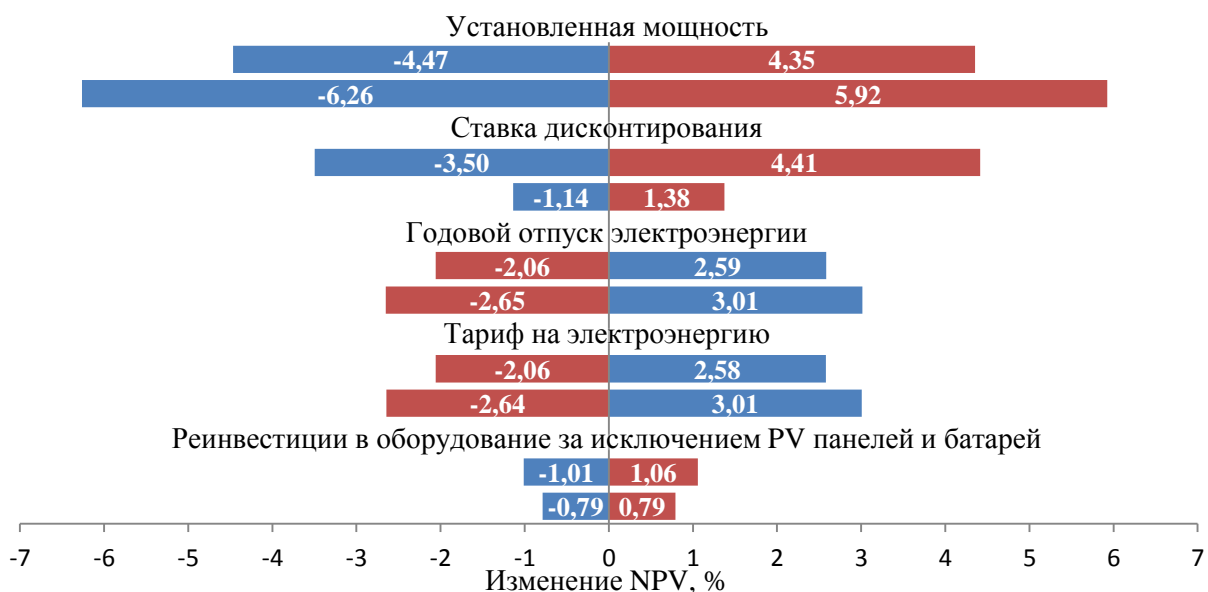
На Рисунке 38 показаны зависимости NPV от цены на электроэнергию для населения. Логично, что чем ниже тариф на электроэнергию, тем более плоскими становятся зависимости. Красная точка с синим центром обозначает пересечение NPV зависимостей проектов СЭС. До этой точки проект СЭС с солнечными трекерами более привлекателен, чем проект СЭС с фиксированной ориентацией PV панелей. После этой точки солнечная система слежения теряет привлекательность по сравнению с фиксированным положением панелей. Если тариф на электроэнергию будет установлен больше или равный 270% от текущего значения, то СЭС без солнечных трекеров будет иметь положительный NPV.

На рис. 39 мы видим зависимости NPV проектов СЭС от ставки дисконтирования. Как было показано в предыдущих расчетах, проект с применением системы слежения за солнечной погодой имеет несколько лучшее значение NPV. Пересечение зависимостей наблюдается, когда ставка дисконтирования составляет 11,47%. Таким образом, система солнечного слежения является привлекательным сценарием, когда ставка дисконтирования ниже этой величины. И наоборот: если ставка дисконтирования будет выше (что обычно для случая негосударственной организации, но не нашего), то СЭС без солнечных трекеров является более привлекательным вариантом.



Примечания: Красная и синяя линии отражают случаи СЭС без и с солнечными трекерами, соответственно. Точки на вертикальной оси являются кумулятивными CF проектов. Пересечение зависимостей с NPV = 0 дает IRR проектов.

Рисунок 39. – Зависимости NPV от ставки дисконтирования



Примечания: Синий и красный цвета отражают изменения в NPV при увеличении и уменьшении параметра на 10%, соответственно. Первый и второй столбцы параметра – изменения в NPV СЭС с и без системы слежения за солнцем, соответственно.

Рисунок 40. – Торнадо диаграмма для NPV с 10% -ным изменением параметров

На Рисунке 40 показана диаграмма Торнадо для проектов СЭС. Изменения NPV показаны в % и вызваны изменением соответствующего параметра на $\pm 10\%$. Очевидно, что NPV проектов СЭС имеют положительную связь с такими параметрами, как годовой отпуск электроэнергии и тарифом на электроэнергию и

отрицательную с остальными параметрами. Максимальное влияние на NPV имеет установленная мощность. Также очевидно, что проекты имеют разную чувствительность к этим параметрам. Так, например, проект СЭС с применением солнечной системы слежения более чувствителен к ставке дисконтирования и реинвестированию в оборудование.

Заключение

В данной магистерской диссертации предлагается решение проблемы электроснабжения села Байкальского. Вопросы качества электричества и электропередачи сельских сетей России в целом и в селе Байкальском в частности обсуждались в разделе постановки задачи. Во время сбора данных автор столкнулся с рядом трудностей, связанных с подробным потреблением электричества и качеством электроэнергии при разных нагрузках. Реальный график нагрузки в деревне также не был доступен, поэтому был использован типовой суточный график нагрузки сельских районов. На качество электроэнергии в деревне влияют другие потребители, расположенные вдоль питающей деревню ВЛ. Для получения таких данных необходимо провести более глубокое исследование и, следовательно, привлечь финансирование для этой цели. Тем не менее, автор обсуждает возможные причины долгосрочных изменений напряжения в селе, которые имеют как традиционное, так и нетрадиционное решение.

Традиционным решением этой задачи является переход на ВЛ более высокого напряжения. С точки зрения типа поддерживающих ВЛ опор, этот сценарий подразделяется на две альтернативы: с применением либо стальных, либо железобетонных опор. Нетрадиционным решением является создание гибридной системы электроснабжения, которая может сочетать централизованное энергоснабжение с локальной генерацией на основе ВИЭ.

В Главе 1 приведен литературный обзор и оценка доступных в селе Байкальском ВИЭ для строительства гибридной системы электроснабжения, в частности, ветровая и солнечная энергия. Использование этих источников и доля каждого источника во всех ВИЭ были показаны в мировом и государственных масштабах. Оценка потенциала ветровой энергии с использованием среднегодового значения скорости ветра в селе Байкальское показывает, что применение ветротурбин для этой местности не целесообразно. Оценка потенциала солнечной энергии проводилась с использованием имитационной модели, построенной в ПО Mathcad. Согласно результатам выполненного моделирования, этот регион обладает высокой солнечной инсоляцией, что согласуется с общими статистическими данными о солнечной инсоляции в бассейне озера Байкал, которые были собраны и показаны в разделе 1.2.2.

На основе результатов моделирования солнечной инсоляции для села Байкальского был выполнен расчет параметров СЭС. Этот сценарий разделен на две альтернативы: СЭС с фиксированным положением PV панелей и СЭС с применением системы слежения за солнцем. Для обоих из них было рассчитано необходимое количество оборудования, что показано в Главе 2.

В Главе 3 описаны экономические модели для традиционных и нетрадиционных решений существующей проблемы села Байкальского. Хотя NPV всех сценариев сравнивается по верхней границе инвестиционных затрат, автор понимает, что стоимость оборудования ВИЭ снижается с течением времени. Оценка стоимости замены ВЛ произведена с использованием укрупненных показателей стоимости строительства. Показано, что с экономической точки зрения гибридная система электроснабжения является гораздо более привлекательным решением по сравнению со сценариями замены ВЛ на линию более высокого напряжения.

Анализ затрат и выгод сценариев СЭС, выполненных автором, уточняет стабильность проектов и показывает, в каких условиях применение системы слежения за солнцем целесообразно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 N.S. OUEDRAOGO *Energy consumption and human development: evidence from a panel cointegration and error correction model*. *Energy*, 6, pp. 28–41, 2013. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.067> [Accessed: May 11, 2017]
- 2 BITHAS K, P. KALIMERIS *Revisiting the energy development link. Evidence from the 20th century for knowledge-based and developing economies*. *Springer Briefs in economics*. Springer International Publishing, Berlin, 2016. DOI:10.1007/978-3-319-20732-2 Available at: https://www.researchgate.net/publication/300128093_A_Brief_History_of_Energy_Use_in_Human_Societies [Accessed 11.05.2017]
- 3 TOGANOVA N.V., K.R. VODA *Energetika i innovatsii na perekrestkakh mirovoy politiki*. Moscow: IMEMO RAN, 2014.
- 4 MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION *Ob utverzhdenii metodicheskikh rekomendatsiy po opredeleniyu predvaritelnykh parametrov vydachi moshchnosti stroyashchikhsya (rekonstruiroemykh) generiruyushchikh obektov v usloviyakh normalnykh pezhimov funktsionirovaniya energosistemy, uchityvaemykh pri opredelenii platy za tekhnologicheskoe prisoedinenie takikh generiruyushchikh obektov k obektam electrosetevogo khozyaystva: order N216 of April 30, 2008*. Minpromenergo Rossii, 2008.
- 5 FEDERAL GRID COMPANY OF UNITED ENERGY SYSTEM *Tsifra dnya*. Available at: http://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures/ [Accessed: May 11, 2017]
- 6 ISC *GOST 32144–2013. Elektricheskaya energiya. Sovmestimost tekhnicheskikh sredstv elektromagnitnaya. Normy kachestva elektricheskoy energii v sistemakh elektroobrazovaniya obshchego naznacheniya*. Moscow: Standartinform, 2014.
- 7 KARAPETYAN I.G., D.L. FAYBISOVICH, I.M. SHAPIRO *Spravochnik po proyektirovaniyu elektricheskikh setey*, 4th ed. Moscow: NC ENAS, 2012.
- 8 SHIVELY B, J. FERRARE *Understanding Today's Electricity Business*, 6th ed. Laporte: Enerdynamics, 2012.
- 9 BLOOMBERG L.P. *Wind and Solar Are Crushing Fossil Fuels*. April 7, 2017. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-04-06/wind-and-solar-are-crushing-fossil-fuels> [Accessed: January 14, 2017]
- 10 REN 21 *Renewables 2016 Global Status Report*. 2017. Available at: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> [Accessed: January 14, 2017]

- 11 BLOOMBERG L.P. *World Energy Hits a Turning Point: Solar That's Cheaper Than Wind*. December 15, 2016. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-15/world-energy-hits-a-turning-point-solar-that-s-cheaper-than-wind> [Accessed: January 14, 2017]
- 12 EUROSTAT *Renewable Energy Statistics*. 2016. Available at: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics [Accessed: January 15, 2017]
- 13 THE GUARDIAN *Denmark Broke World Record for Wind Power in 2015*. January 18, 2016. Available at: <https://www.theguardian.com/environment/2016/jan/18/denmark-broke-world-record-for-wind-power-in-2015> [Accessed: January 15, 2017]
- 14 BP *Statistical Review of World Energy June 2016*. Available at: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-renewable-energy.pdf> [Accessed: January 15, 2017]
- 15 Energy Strategy of Russia for the period up to 2030 //App. to the public and business magazine “Energy Policy”. M.: Institute of Energy Strategy, 2010.
- 16 GISMETEO. *Dnevnik pogody v Baykalskom – The Weather Diary of Baykalskoye Village*. Available at: <https://www.gismeteo.ru/diary/198537/2015/2/> [Accessed: February 23, 2016]
- 17 LUKUTIN B. V. *Vozobnovlyayemye istochniki energii: uchebnoye posobiye – Renewable Energy Sources: Study Guide*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2008.
- 18 NI TPU EI KEPS, GELIOTOM *Vetro-solnechnaya elektrostantsiya moshchnostyu 25 kVt dlya avtonomnogo elektrosnabzheniya s. Alatayevo Parabelskogo rayona Tomskoy oblasti – 25 kW Wind-Solar Power Station for Independent Power Supply of Alatayevo Village in Parabelsky District of Tomsk Region*. Tomsk: NI TPU EI KEPS, LLC “GELIOTOM”, 2012.
- 19 LUKUTIN B. V., I. O. MURAVLEV, I. A. PLOTNIKOV *Sistemy elektrosnabzheniya s vetrovymi I solnechnymi elektrostantsiyami: uchebnoye posobiye – Electricity Supply Systems with Wind and Solar Power Stations: Study Guide*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2015.
- 20 OSADCHIY G. B. *Solnechniye izlucheniya. Nekotoryye fizicheskiye osnovy akkumulirovaniya solnechnoy energii solnechnym solyanym prudom – Solar radiations. A Few Physical Principles of Effective Accumulation of Solar Energy by Solar Salt Pond*, 2012. Available at: <http://vetrodvig.ru/solnechnye-izlucheniya-nekotorye-fizicheskie-osnovy-ehffektivnogo-akkumulirovaniya-solnechnoj-ehnergii-solnechnym-solyanym-prudom/> [Accessed: December 10, 2016]

- 21 MOSINVERTOR *Solnechnaya insolyatsiya, tablitsy solnechnoy insolyatsii – Solar Insolation, Tables of Solar Insolation*. Available at: <http://www.mos-invertor.ru/> [Accessed: December 11, 2016]
- 22 SAMOYLOV D. V. *Raschet velichiny postupleniya teploty ot solnechnoy radiatsii na poverkhnost zemli: metodicheskiye ukazaniya – Calculation of Incoming Heat value on the Earth Surface from Solar Radiation: Methodical Guide*. Moscow: Bauman Moscow State Technical University, 2006.
- 23 GISMETEO. *Dnevnik pogody v Baykalskom – The Weather Diary of Baykalskoye Village*. Available at: <https://www.gismeteo.ru/diary/198537/2015/2/> [Accessed: February 23, 2016]
- 24 BEZRUKIKH P.P., Y.D. ARBUZOV *Resursy i effektivnost ispolzovaniya vozobnovlyaemykh istochnikov energii v Rossii – Resources and Efficiency of Renewable Energy Sources Application*. Saint-Petersburg: Nauka, 2002.
- 25 MITSUBISHI ELECTRIC US *Solar Modules. High Efficiency, Eco-friendly Modules* Available at: <http://www.mitsubishielectricsolar.com/products/commercial/solar-modules/> [Accessed: March 6, 2016]
- 26 FIAMM. *Seriya LM Endurlite (OPzS) – LM Endurlite (OPzS) line*. Available at: http://www.fiamm.ru/equipment/classic/LM_OPzS.html [Accessed: December 19, 2016]
- 27 STUDENOV U. OOO “ENERGOSISTEMY” *Effektivnost ispolzovaniya solnechnykh trekerov (system sorientatsii solnechnykh batarey)*. Available at: <http://ust.su/solar/media/section-inner79/11275/> [Accessed: December 5, 2015]
- 28 HANTULA R. *Energy Today: Solar power*. New York: Chelsea House Publishers, 2010.
- 29 OAO “MRSK SIBIRI – BURYATENERGO”, OTEE “SEVEROBAIKALSK ELECTRICITY GRIDS” *Vypiska iz tekhnicheskogo ucheta VL–10 kV Zarechnyy. OTEE, yanvar–dekabr 2015*.
- 30 PETRUSEV A.S., E.Z. SARSIKEYEV, D.Y. LYAPUNOV *Razrabotka tehnikeskikh sredstv povysheniya effektivnosti solnechnykh ustanovok – Development of Hardware for efficiency upgrading of Solar Installations*. Vestnik Nauki Sibiri – Siberian Journal of Science, 2015, Vol. 15, pp. 77–82.
- 31 RASPISANIYE POGODY. *Arkhiv pogody v Nizhneangarske – Archive of the Weather Data in Nizhneangarsk city*. Available at: http://rp5.ru/%D0%90%D1%80%D1%85%D0%B8%D0%B2_%D0%BF%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D1%8B_%D0%B2_%D0%9D%D0%B8%D0%B6%D0%BD%D

[0%B5%D0%B0%D0%BD%D0%B3%D0%B0%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B5](#)

[Accessed: February 25, 2016]

32 MANATEKS. *Vremya voskhoda I zakhoda solntsa v g.Severobaykalsk – Time of Sunrise and Sunset in Severobaykalsk city*. Available at: <http://voshod-solnca.ru/%D0%A1%D0%B5%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%B0%D0%B9%D0%BA%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA.html> [Accessed: February 25, 2016]

33 ALYUNOV A.N. ONLAYN ELEKTRIK *Interaktivnye raschety system elektrosnabzheniya*. Available at: <http://www.online-electric.ru/dbase/graph24.php> [Accessed: April 3, 2015]

34 GRIGOREV M. *Analysis of charge and discharge characteristics of batteries*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2014.

35 ELTEK VALERE. *Alternative Energy Solutions for Off Grid Sites*, 2010.

36 OJSC “FGC UES” *Ukrupnennye stoimostnye pokazateli liniy elektroperedachi I podstantsiy napryazheniem 35–750 kV – Consolidated Indices of Construction Cost of Power Lines and Substations of 35–750 kV*. Moscow: OAO “FSK EES”, 2013. Available at: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FSK_USP_35-750_part_01.pdf [Accessed: May 06, 2017]

37 NATIONAL ASSOCIATION OF COST ENGINEERING *Sbornik ukрупnennykh pokazateley stoimosti stroitelstva (rekonstruktsii) podstantsiy i liniy elektroperedachi dlya nuzhd OAO “Kholding MRSK” – Compendium of Consolidated Indices of Construction (Reconstruction) Cost of Substations and Power Lines for OJSC “IDGC Holding” Purposes*. Moscow: OAO “Kholding MRSK”, 2012. Available at: <http://project-energy-ken.ru/sbc-pir/> [Accessed: May 06, 2017]

38 MINISTRY OF FUEL AND ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION *Rules for the Design and Operation of Electrical Installations*, 7th ed. Moscow: FORT, 2009.

39 OJSC “FGC UES” *Metodicheskie rekomendatsii po raschetu normativa zatrat na sodержanie sluzhby zakazchika-zastroyshchika OAO “FSK EES” – Guidelines for Estimation of Maintenance Costs Rate of Construction Manager Activity of OJSC “FGC UES”*. Moscow: OAO “FSK EES”, 2013. Available at: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/Prikaz_467_ot_050811_Metodika_norm_zatrat.pdf [Accessed: May 5, 2017]

40 MINSTROY ROSSII *Pismo No 8800-KhM/09 ot 20.03.2017. Indeksy izmeneniya smetnoy stoimosti na 1 kvartal 2017 god*. March 20, 2017. Available at: <https://smetnoedelo.ru/~MoT4H> [Accessed: May 8, 2017]

- 41 KLIMOVA G. N. *Energoberezheniye na promyshlennykh predpriyatiyakh: uchebnoye posobiye – Energy Savings on Industrial Enterprises: Study Guide*. 2nd ed. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2014. Available at: <http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/g/GARIKI/uchrab/Tab/UPP.pdf>
- 42 PJS “IDGC OF SIBERIA” *Uchetnaya politika na 2017 god*. Available at: http://www.mrsk-sib.ru/index.php?option=com_remository&func=startdown&id=21533&lang=ru22 [Accessed: April 27, 2017]
- 43 OJSC “FGC UES” *Sroki rabot po proektirovaniyu, stroitelstvu i rekonstruktsii podstantsiy i liniy elektroperedachi 35-1150 kV. STO 56947007-29.240.121-2012. – Design, Construction and Reconstruction Terms for Substations and Transmission Lines of 35–1150 kV. STO 56947007-29.240.121-2012*. Moscow: OAO “FSK EES”, 2012. Available at: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf [Accessed: May 8, 2017]
- 44 TRADING ECONOMICS *Russian Inflation Rate*. Available at: <http://www.tradingeconomics.com/russia/inflation-cpi/forecast> [Accessed: May 8, 2017]
- 45 THE MINISTRY OF ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION *Prognoz indeksov-deflyatorov i inflyatsii do 2030 g. (v %) – Forecast for deflator indices and inflation until 2030 yr. (in %)*, 2013. Available at: http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06 [Accessed: May 5, 2017]
- 46 TRADING ECONOMICS *German Inflation Rate*. Available at: <http://www.tradingeconomics.com/germany/inflation-cpi/forecast> [Accessed: May 8, 2017]
- 47 RESPUBLIKANSKAYA SLUZHBA PO TARIFAM RB *Tarify na kommunalnye uslugi v gorode Ulan-Ude*. Available at: <http://rst.govrb.ru/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=519> [Accessed: May 9, 2017]
- 48 ROSSETI *Company History*. Available at: <http://www.rosseti.ru/eng/about/history/> [Accessed: May 13, 2017]
- 49 BANK OF RUSSIA *Krivaya beskuponnoy dokhodnosti na 17.03.2017*. Available at: <http://www.cbr.ru/gcurve/Curve.asp> [Accessed: May 5, 2017]
- 50 TRADING ECONOMICS *Russia Corporate Tax Rate*. Available at: <https://tradingeconomics.com/russia/corporate-tax-rate> [Accessed: April 27, 2017]
- 51 SUNWAYS PV SYSTEMS *Solnechnyy modul Sunways FSM-100M*. Available at: <http://s-ways.ru/products/solnechnye-moduli-sunways-serii-fsm/solnechnyy-modul-sunways-fsm-100m.html> [Accessed: December 11, 2016]

- 52 Grigorev M: hardware design engineer Akku-Fertrib limited. Consultation. [Email]. 2017.
- 53 MANBLAN *Sunny Tripower 20000TL Setevoy inverter trekhfaznyy SMA*. Available at: https://msk.manblan.ru/store/catalog/networking_the_inverters/sunny-tripower-20000tl-setevoy-invertor-trekhfaznyy-sma/ [Accessed: March 27, 2017]
- 54 HELIOS HOUSE CO LTD. *Kontroller zaryada ECO Energiya MPPT Pro 200/100*. Available at: <http://www.helios-house.ru/mppt-prof-kontrollery/372-kontroller-zaryada-eco-energiya-mppt-pro-200/100/view-details.html> [Accessed: March 29, 2017]
- 55 JSC RUSSIAN RAILWAYS *Tsentr firmennogo transportnogo obsluzhivaniya – filial OAO “RZhD” (TsFTO)*. Available at: http://www.rzd.ru/ent/public/ru?STRUCTURE_ID=5185&layer_id=5554&refererLayerId=5553&id=877#5760 [Accessed: May 10, 2017]
- 56 FIAMM ENERGY TECHNOLOGY S.P.A. *LM Solar OPzS*. Available at: <https://www.fiamm.com/en/europe/industrial-batteries/products/lm-solar-opzs-@-global-emea-sa.aspx> [Accessed: May 10, 2017]
- 57 SOLAR TECHNIC *Magazin energoeffektivnykh solnechnykh ustanovok – The Shop of Energy Efficient Solar Installations*. Available at: <http://solar-technic.ru/> [Accessed: April 3, 2017]
- 58 UNESCO *Lake Baikal*. Available at: <http://whc.unesco.org/en/list/754> [Accessed: May 13, 2017]
- 59 KUZNETSOVA E. N., V. N. SERGEEVA *Baikalovedenie. Baikal s drevnikh vremen do nashikh dney – Lake Baikal Science. Lake Baikal from the Ancient to Our Times*. Irkutsk: FGUP “VostSib AGP”, 2014.
60. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2000. – 4 с.
61. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
62. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
63. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2003. – 11 с.
64. ГОСТ 12.1.036-81 ССБТ. Шум. Допустимые уровни в жилых и общественных помещениях. – М.: Стандартинформ, 2008. – 4 с.
65. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»

66. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
67. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
68. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2003. – 3 с.
69. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: Стандартинформ, 2005. – 6 с.
70. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий по состоянию на 1 февраля 2016 г. – М.: Кнорус, 2016. – 488 с.;
71. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / Под. Ред. Проф. Э.А.Арустамова. – 10-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2006. – 476 с.;
72. «Альтернативная энергия» [Электронный ресурс]: офиц. сайт, 2016. URL: <http://altenergiya.ru/sun/> (дата обращения: 17.08.2017).;
73. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2014. – 144 с.
74. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ "О специальной оценке условий труда". – Москва, 2013. – 22 с.;
75. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, М.: НЦ ЭНАС, 2014. – 168 с.;
76. СО153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: НЦ ЭНАС, 2016. – 96 с.;
77. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: Стандартинформ, 2012. – 8 с.

Приложения

Приложение А

Electric power supply system for Baikalskoe village: techno-economic comparison of supply scheme scenarios

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Плюснин Алексей Александрович		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Е.В.	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасова Е.С.	к.п.н.		

Introduction

Over the humankind history energy obtained from various resources was used to create proper environment for people's life. The form of energy utilized was changing over the centuries. The level of energy consumption positively affects the economy of society [1]. Hundreds of thousands years ago energy consumption started with usage of fire for heating, cooking and lighting purposes. It was the beginning of the organic economy in humanity history. Usage of fire resulted in the start of crafting. Afterwards society found its ways to use water and wind energy for agricultural and other purposes [2].

Favorable environment leads to an increase in population meaning a decrease in commodities per capita available to population. The growing demand for commodities resulted in the so-called "The Industrial Revolution" – a new turn in technological development and energy consumption. At that point the transition to the fossil fuel economy took place. Since then, an especially notable increase in energy consumption was observed [3]. With new volumes of energy utilized the level of economic development increases. A modern person consumes 100 times more energy, than primitive one and lives 4 times longer [3].

Nowadays the most widely spread form of energy is electricity. It is caused by many reasons:

- weightless;
- suitable for various transformations, transmission and distribution;
- the highest efficiency in terms of consuming energy, and others.

The process of replacing other forms of energy by electricity or introduction of electricity in new areas is called electrification. Electrification plays a significant role in country's economic development and population welfare.

Electrical energy generated by power plants is transmitted over long distances to end-consumers using an electrical grid – an interconnected network for energy transportation. Basically, there are two main elements of an electrical grid: substation and power line. Substations are used to receive, transform, and distribute electricity. Power lines are used for electricity transmission.

Depending on transmission distance and amount of energy to be transmitted, a voltage class of a power line is chosen. For instance, in Russia the maximum length for the maximum load of 10 kV OTL is 5 km [4] and the length for 10 kV OTL of lower loads should not exceed 15 km. Initially, however, requirements for the energy quality there were less strict. It is explained by the strategy of the first step of electrification there: the strategy of the widespread implementation of centralizing electricity supply which is considered to be completed. Due to enhanced requirements, rural grids (particularly 0.4–10 kV) fail to meet them. The current tasks of rural engineering and conditions of rural grids in Russia are described in section of statement of the problem. In that section the issue of centralized electricity supply system of Baikalskoe village is described, too.

A centralized electrical grid can be away from the rural area or it is not reliable or connection to the grid is expensive. In these cases the usage of renewable energy sources (RES) for hybrid electric supply system can be an economically attractive solution for the electrification problem.

Baikalskoe village has an advantageous location at the coast of Lake Baikal. Firstly, coastal wind near waterbody is stronger than boreal forest wind. So, such a place is supposed to have wind potential. Secondly, there is also quite high atmospheric transmittance and sunshine duration exceeding 2000 hours ($\approx 0.23\%$) per year. Consequently the village has solar power potential, too. So, in the first chapter the available RES for a new plant are described. These sources are reviewed in the world scale and estimated for Baikalskoe village. An evaluation of wind and solar power potentials is performed.

In the second chapter daily and monthly demands for electricity of the village are calculated. The estimation of the necessary number of different equipment for a power plant is performed.

In the last chapter an economic comparison of possible alternatives is made. Conventional solution to the problem there is switching to a higher voltage power line. There are two types of poles considered: steel and reinforced concrete poles. These scenarios are evaluated using consolidated indices of construction cost. Nonconventional solution is to build a power plant based on RES and combine it with existing power supply system in order to provide a customer with AC electricity of stable, constrained parameters. Finally, in order to decide which one is the most optimal solution to our problem, advantages and disadvantages of proposed scenarios are summarized.

Techno-economic comparison of supply scheme scenarios

There are two possible solutions to the existing issue of Baikalskoe power supply. Traditional solution for the task of improvement of power supply system is to replace existing OTL 10 kV with OTL 35 kV. The main advantage of such solution is that power transmission on a higher voltage class results in lower power and voltage losses which are directly connected to the line length. However, considering relatively low power consumption of the village, the construction costs of such OTL are expected to be too high to apply this scenario.

Alternative solution for this task is application of local or distributed generation (DG) which can be implemented to existing power supply system. In terms of DG an economically attractive solution for the electrification task could be RES. Renewable power has two main advantages: many technologies have no fuel expenses and generally they are environmentally friendly. The drawback of RES is their variability over time meaning that sometimes they can be just not available [8].

Due to the new requirements to quality and reliability of power supply, the grid company has to either replace the current power line with a higher voltage power line in terms of centralizing strategy, or to build a local power plant in order to use it in combination with the current power line.

Calculation of costs of OTL replacement by higher voltage OTL is performed using consolidated index of construction cost. Considering type of poles, the traditional solution falls into two scenarios: using either metal or reinforced concrete poles.

Possible sources for a new power plant were evaluated in the first chapter. According to it, solar power in the area of interest has a high potential. Considering the orientation of PV panels, the nontraditional scenario is divided into the following two subscenarios: using fixed mount system and using solar tracking system. The necessary equipment was evaluated in the second chapter. In this chapter the economical comparison of possible alternatives is performed.

3.1 Consolidated index of construction cost for switching to a higher voltage power line

Estimation of construction cost of a higher voltage class OTL is performed using consolidated indices of construction cost (CICC) of 35 kV power grids [36, 37].

CICC are given in base values (on 01.01.2000) and do not include value added tax (VAT). Estimation of construction cost in current values is performed by using sector indices of cost recalculation (in accordance with order of OJSC “FGC UES”). CICC take into account all costs of OTL construction for industrial purposes. CICC of OTL take into account ice and wind loads and meet the requirements of [38]. CICC for OTL supported by steel and reinforced concrete poles are shown in Table 14.

Table 14. – CICC for AC OTL supported by steel and reinforced concrete poles [36]

Voltage class of OTL, kV	Type of towers/poles	Cross-section of steel-cored aluminum wire, mm ²	Number of circuits	CICC for OTL, thsd RUB/km		
				Latticed steel towers	Steel poles	Reinforced concrete poles
35	Self-supporting	95	1	–	635.1	452.6*
			2	–	901.8	687.5
		Up to 150	1	–	754.6	576.0*
			2	927.8	988.6	852.4*

Notes: * angle-tension poles/towers are steel.

In order to obtain full construction costs we add associated costs, which are:

- 3.3% – temporary facilities ($k_1 = 1.033$);
- 5.0–6.0% – miscellaneous works and expenditures. Minimal value is applied for objects which have total cost of main components more than 100 mln RUB in base value. Maximal value is applied for objects placed in remote regions with lack of main production resources. Since Baikalskoe village falls into second definition I apply 6.0% ($k_2 = 1.06$);
- 2.6–3.18% – maintenance of construction manager activity and construction compliance monitoring. The value of percentage depends on construction costs and is defined by Guidelines for estimation of rate maintenance costs of construction manager activity [39];
- 7.5–8.5% – survey and design works, costs of the expert examination of project documentation and design supervision (8% for the new construction; $k_4 = 1.08$);
- 3% – unforeseen expenses ($k_5 = 1.03$).

Costs of right-of-way clearing is estimated for the forest of medium height and bushiness taking into account stump removal for roads and bearing area for poles. For the cases of lack of information, these costs can be defined by Table 15.

Table 15. – Costs of right-of-way clearing and plank roads [36]

Name of work item	Voltage class of OTL, kV					
	35	110	220	330	500	750
right-of-way clearing, thsd RUB/km	105	165	275	330	389	550
plank roads, thsd RUB/km	193–780					

In order to take into account additional costs caused by complicating conditions of construction the following coefficients can be applied.

Table 16. – Coefficients for complicating conditions of OTL construction [36]

#	Conditions of construction	Coefficient
1	Mountains/rocky ground	1.012
2	Urban and industrial development area	1.013
3	Wetlands	1.053
4	Impassability and first bottom	1.028
5	Nearby objects under voltage	1.018
6	Wind pressure 0.61–0.75 kPa	1.003
7	Wind pressure more than 0.75 kPa	1.006

From the table above we need to apply coefficients #1 ($k_{rg} = 1.012$) and #3 ($k_{wl} = 1.053$). Since consumers belong to the first category, OTL have only one circuit. Total costs of OTL construction without first five associating costs mentioned above can be calculated using the following formula:

$$\sum C^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}), \quad (20)$$

where l_{OTL} – the length of OTL, km;

C^{OTL} , $C_{clearing}$, C_{road} – relative costs of OTL construction, right-of-way clearing and plank road construction, respectively, thsd RUB/km.

Using the formula above I found total costs of OTL construction for cases of steel and reinforced concrete poles:

$$\sum C_{steel}^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C_{steel}^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}) = 35.509 \cdot (635.1 + 105 + 193) = 33\,133.45 \text{ (thsd RUB)},$$

$$\sum C_{RC}^{OTL} = l_{OTL} \cdot (C_{RC}^{OTL} + C_{clearing} + C_{road}) = 35.509 \cdot (452.6 + 105 + 193) = 26\,653.06 \text{ (thsd RUB)},$$

where C_{steel}^{OTL} – relative cost of OTL construction using reinforced concrete poles, thsd RUB/km;

C_{RC}^{OTL} – relative cost of OTL construction using metal poles, thsd RUB/km.

From these values I found coefficients for associating cost of maintenance of construction manager activity and construction compliance monitoring. For steel poles $k_3=0.0318$, for reinforced concrete poles $k_3=0.031$ [39].

In view of the above, total cost of OTL construction in base values with associated expenses can be calculated using the following formula:

$$\sum C_{as}^{OTL} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C^{OTL}. \quad (21)$$

In case of steel poles

$$\begin{aligned} \sum C_{steel,as}^{OTL} &= k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C_{steel}^{OTL} = \\ &= 1.033 \cdot 1.06 \cdot 1.0318 \cdot 1.08 \cdot 1.03 \cdot 1.012 \cdot 1.053 \cdot 33\,133.45 = 44\,375 \text{ (thsd RUB)}, \end{aligned}$$

and in case of reinforced concrete poles

$$\begin{aligned} \sum C_{RC,as}^{OTL} &= k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_{rg} \cdot k_{wl} \cdot \sum C_{RC}^{OTL} = \\ &= 1.033 \cdot 1.06 \cdot 1.031 \cdot 1.08 \cdot 1.03 \cdot 1.012 \cdot 1.053 \cdot 26\,653.06 = 35\,668.25 \text{ (thsd RUB)}. \end{aligned}$$

In both cases it is necessary to use transformers for a new power line on both line-ends. Transformer bays are given in [37]. CICC of transformer take into account all equipment installed (transformer, cables, switch panel, relay panel, flexible connections of transformers and others), materials and constructing works. I choose transformer bay with nominal power of transformer of 2.5 MVA which costs 1 290 thsd RUB in base value.

Using sector indices [40] for Siberian Federal District I recalculate construction costs of OTL and substations in current values. For Buryatia Republic there are indices $i_{OTL} = 4.87$ for OTL and $i_{oth} = 7.63$ for substations. Total investment in construction of OTL and substations in current values can be calculated using formula:

$$\sum C_{steel}^{current} = i_{OTL} \cdot \sum C_{steel,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} \quad (22)$$

where n_{Tr} – the number of transformer bays;

C_{Tr} – CICC of transformer bay, thsd RUB.

Then, in case of steel poles total investment will be

$$\begin{aligned} \sum C_{steel}^{current} &= i_{OTL} \cdot \sum C_{steel,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} = 4.87 \cdot 44\,375 + 7.63 \cdot 2 \cdot 1\,290 = \\ &= 235.79 \text{ (mln RUB)}, \end{aligned}$$

and in case of reinforced concrete poles

$$\begin{aligned} \sum C_{RC}^{current} &= i_{OTL} \cdot \sum C_{RC,as}^{OTL} + i_{oth} \cdot n_{Tr} \cdot C_{Tr} = 4.87 \cdot 35\,668.25 + 7.63 \cdot 2 \cdot 1\,290 = \\ &= 193.39 \text{ (mln RUB)}. \end{aligned}$$

In order to estimate economy from OTL replacement, energy losses in power line are calculated using annual average value of current [41]. Annual average value of current can be found using the formula below:

$$I_{ann}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi}, \quad (23)$$

where U_n – nominal voltage of OTL, kV;

T_{ann} – operating time of OTL, h;

$\cos \varphi = 0.85$ – power factor [Consumption_2015].

Annual average value of current in 10 kV OTL with AS–70 wire (resistance $r_0 = 0.428$ Ohm/km [7]) is calculated below. Abbreviation expansion of AS-70 is given below the example.

$$I_{ann,10kV}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi} = \frac{1362547 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 0.85} = 10.57 \text{ A.}$$

AS – Stalealuminevvy provod – steel-cored aluminum wire;

70 – cross-section of aluminum part of a wire, mm² [7].

Energy loss in a wire is caused mainly by resistance heating. It is expressed by the following formula:

$$\Delta W_P = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} \quad (24)$$

where n_p – the number of phases in a wire;

r_0 – resistance of AS–70 wire, Ohm/km;

n_c – the number of circuits in OTL.

Annual energy loss in AS–70 wire at 10 kV:

$$\Delta W_{P,10kV} = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} = 3 \cdot 10.57^2 \cdot \frac{0.428 \cdot 35.509}{1} \cdot 8760 = 44580 \text{ kWh/yr.}$$

In case of switching to a higher voltage class annual average value of current in AS–95 (minimal cross-section for 35 kV) wire (with resistance $r_0 = 0.306$ Ohm/km [7]) is:

$$I_{ann,35kV}^{avg} = \frac{W_{ann}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_{ann} \cdot \cos \varphi} = \frac{1362547 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 0.85} = 3.02 \text{ A.}$$

Annual energy loss in AS–95 wire at 35 kV:

$$\Delta W_{P,35kV} = n_p \cdot (I_{ann}^{avg})^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l_{OTL}}{n_c} \cdot T_{ann} = 3 \cdot 3.02^2 \cdot \frac{0.306 \cdot 35.509}{1} \cdot 8760 = 2602 \text{ kWh/yr.}$$

Annual energy savings from replacement of 10 kV OTL by 35 kV OTL is the difference between annual energy losses of these wires:

$$\Delta W_{P,ec} = \Delta W_{P,10kV} - \Delta W_{P,35kV} = 44580 - 2602 = 41978 \text{ kWh/yr.}$$

Money savings are calculated as a product of annual energy savings and electricity tariff for household consumers of the village. Electricity tariff is discussed later in this chapter.

Maintenance and other cost of OTL, including partial replacement of small parts of OTL (i.e. strings) are set as 0.05% of investment per annum.

The company uses straight-line depreciation [42]. OTL has 6th depreciation group with economic lifetime of 11–15 year. Transformer bay has 7th depreciation group with lifetime of 16–20 years. The most favorable way of depreciation is to pick the shortest period from proposed range. So, I apply 11 year depreciation period for OTL and 16 year depreciation period for transformer bays. However, useful life of 35 kV OTL is supposed to be no less than 50 years [7]. According to [43], estimated period of time required for construction of 35 kV OTL (with OTL length shorter than 50 km) is up to 2 years. Thus, lifetime of replacement project is 52 years.

Since IDGC of Siberia is a large energy company tax shield can be applied for reduction of tax payment. Thus, in years with negative value of tax it is considered as savings of company's money.

In order to evaluate cash flows for these projects I use the following rates.

- Average inflation rate in Russia is 4.5%. According to [44] this rate in Russia will be up to 5% till 2020. It is very similar to forecasts given by The Ministry of Economic Development of the Russian Federation [45] which also shows that inflation in 2021–2025 is estimated as 3.9% maximum per year, in 2026–2030 as 3% maximum per year. Average annual inflation for the period 2016–2030 is estimated as 3.8%. In order to avoid underestimation of this parameter, in my calculations I assume inflation rate of 4.5%.
- Inflation rate for German equipment prices is 2.5%. Nowadays technologies prices will decrease through the time because of displacement by new technologies. Part of equipment used in in my calculations is produced in Germany. Some of them should be replaced few times during the project. To estimate future prices of such equipment more precisely I use a forecast for producer prices change in Germany [46]. According to it, inflation rate for equipment is expected to be 2.3%. In my calculations I round it up to 2.5%.
- Inflation rate for Russian equipment prices is 4.1%. Similarly to inflation rate for German equipment prices, I use a forecast for producer price changes in Russia [44].
- Inflation rate for electricity price is equal to average inflation rate which is 4.5%. In Baikalskoe village electrical energy is used for household purposes. Looking at the price of electricity across the years which is shown in the Figure below we can see that it has significantly more ups than downs. But it has deceleration trend, so I assume that in future electricity tariff for household consumers will rise not faster than with average inflation speed.

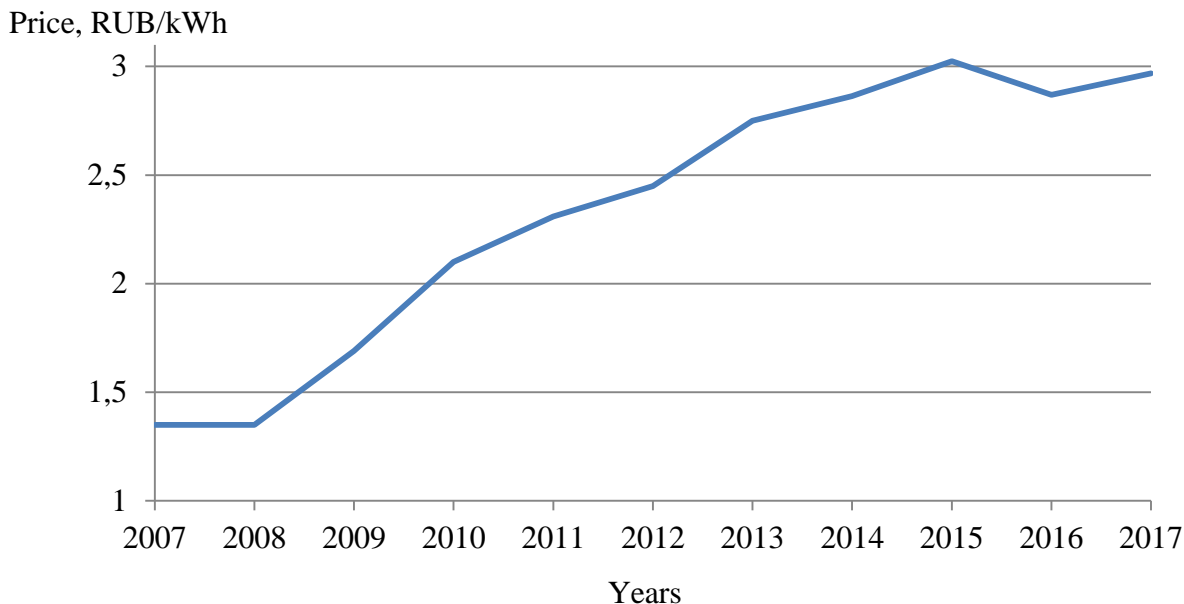


Figure 31. – Electricity tariff changes in the Republic of Buryatia, Russia, for household consumers in 2007–2017 [47]

- PJSC "IDGC of Siberia" is a subsidiary of PJSC ROSSETI – the operator of energy networks in the Russian Federation. The controlling shareholder is the State represented by the Federal Agency of the State Property Administering of the Russian Federation that owns 87.9% of capital share [48]. In view of the above, and also taking into account reasons mentioned in section of Statement of the problem, discount rate for the project should be equal to government securities from PJSC "IDGC of Siberia" point of view. According to the Central Bank of the Russian Federation, government securities yield rate of Russia is 8.445% [49]. Thus, in my calculations I use discount rate of 8.445%.
- Corporate tax rate is 20% [50].

Calculation results for 35 kV OTL construction are shown in Table 17 below.

Table 17. – Calculation results for construction of 35 kV OTL

Economic parameter	OTL supported by steel poles	OTL supported by reinforced concrete poles
Investment, mln RUB	235.79	193.39
NPV, mln RUB	-221.07	-181.86

3.2 Hybrid power supply system without solar trackers

Equipment prices and number of units required for the scenario of SPP without solar trackers are shown in Table 18.

Table 18. – List of chosen equipment with its prices and lifetimes for scenario of SPP without solar trackers [26, 51, 52, 53, 54]

Equipment	Price of the unit, RUB	The number of units required	Lifetime of the unit, yrs
Sunways FSM-100M	4 505	4152	25
FIAMM LM OPzS 3500	76 050	120	25
Electrolyte, 1 liter	59.78	6720	–
Racks E-PGV 2-68 SH	142 752.5	4	–
SMA Sunny Tripower 20000TL	251 334	21	25
ECO MPPT Pro 200/100	40 900	44	6

Prices of batteries, electrolyte and racks already include transportation costs. Using instructions [55] cost of delivery of the rest equipment is estimated and rounded up to 80 000 RUB.

In order to avoid damaging of batteries by deep discharge and overcharge charge-controllers are used.

According to producer's information, estimated lifetime of LM OPzS is 20 years under float condition [56]. But lifespan of batteries strongly depends on depth of discharge (DoD) during the main number of cycles. The number of working cycles is a finite number and as well depends on DoD. In view of this, it is necessary to evaluate lifespan of the battery for this project.

To find the volume of energy that OPzS battery can provide over the lifespan, firstly it is necessary to estimate how many kilowatt hours batteries should output per one cycle and then to multiply this by the estimated number of cycles that OPzS batteries will provide before it needs to be replaced. For example, for DoD of 20% the volume of energy that will be provided with the chosen batteries will be:

$$W_{lifespan} = \frac{U_B \cdot E_B \cdot N_B \cdot DoD \cdot N_{cycles}}{1000}, \quad (25)$$

where U_B – nominal voltage of a battery, V;

E_B – nominal capacity of a battery, Ah;

N_B – the number of parallel-connected batteries;

N_{cycles} – the estimated number of charge-discharge cycles of a battery;

$$W_{lifespan} = \frac{U_B \cdot E_B \cdot N_B \cdot DoD \cdot N_{cycles}}{1000} = \frac{48 \cdot 3500 \cdot 20 \cdot 20\% \cdot 5000}{1000} = 3\,360\,000 \text{ kWh.}$$

Since voltage drops at the consumer end have a place only when the demand on power is high, this is the very time to use the energy stored by batteries bank. Unfortunately, due to lack of information we have no precise numbers of power which leads to exceeding of voltage limits of the end-consumer. In all likelihood, it should be about summer peak values or so. In order to escape underestimation, for the further calculation we will assume that voltage drops appear when the load is more than 80% of summer peak load.

As we have seen it from Figure 25, June's energy consumption by the village was the higher during summer 2015. Consequently it leads us to the summer peak load which can be calculated using formulas (9, 10):

$$\bar{W}_{daily,June,kWh} = \frac{\sum W_{daily,June}}{30} = \frac{W_{June}}{30} = \frac{55100}{30} = 1836.7 \text{ kWh}, \quad (26)$$

$$P_{summer,max} = \frac{\bar{W}_{daily,June,kWh}}{\bar{W}_{daily,\%} \cdot t} \cdot P_{max,\%} = \frac{1836.7}{1400\% \cdot 1} \cdot 100\% = 131.2 \text{ kW},$$

then the load of the voltage drop appearance:

$$P_{drop} = P_{summer,max} \cdot 80\% = 131.2 \cdot 80\% \approx 105 \text{ kW}.$$

Using formulas (9, 10) we obtain load curve for each month and then we easily calculate how much energy must be covered by batteries. For instance, applying P_{drop} to daily load curve in the village in July 2015 (Figure 28) we see that the load exceeds P_{drop} at 11 a.m.. Thus, batteries will have to supply additional $(113.8 - 105) = 8.8 \text{ kWh}$. Multiplication by the number of days in July gives us $(8.8 \cdot 31) = 273.5 \text{ kWh}$. Repetition of these calculations for other months results in annual value of 136 865 kWh. This is the amount of energy that batteries should be able to provide. From this we can estimate batteries lifetime for our project:

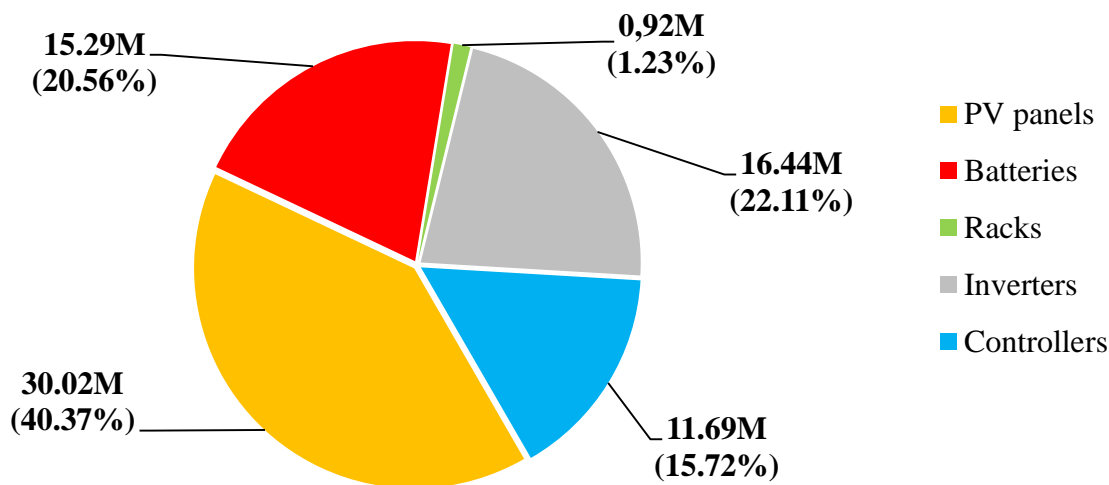
$$T_B = \frac{W_{Lifespan}}{W_{Drop,annual}} = \frac{3360000}{136865} = 24.55 \text{ yrs}, \quad (27)$$

where T_B – estimated lifetime of batteries, yrs;

$W_{Drop,annual}$ – annual energy that should be provided by batteries, kWh.

Thus, the chosen batteries can be used for our purposes about 25 years. Assuming investment in 0 year and start of SPP in the 1st year, live of SPP projects seems to be 26 years. Lifetimes of SPP projects and OTL construction are different. To perform a comparison of SPP project with OTL construction projects I can apply two instruments. First of them is a calculation of Internal Rate of Return (IRR) of each project. Second one is a repetition of SPP project in order to make lifetimes of SPP and OTL reconstruction projects equal each other.

Taking into account data of Table 17 I estimate the value of total investment for 52 years which is reflected in Figure 32. NPV of this 52-year project is –19.91 mln RUB while IRR of 26-year project is 1.32%.



Note: Upper number of a region shows total discounted investment in mln RUB, lower number of a region shows share of total discounted investment in %.

Figure 32. – Present value of total investment in SPP without solar trackers (52-year project)

3.3 Hybrid power supply system with solar trackers

Equipment prices and numbers of units required for the scenario of SPP without solar trackers are shown in Table 19.

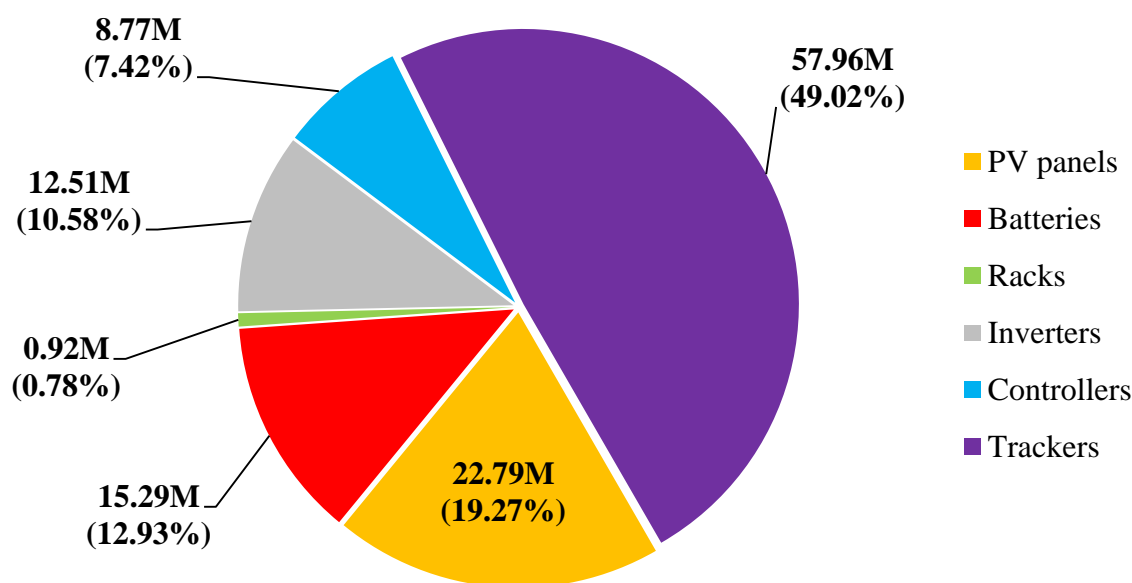
Table 19. – List of chosen equipment with its prices and lifetimes for scenario of SPP with solar trackers [26, 51, 52, 53, 54, 56]

Equipment	Price of the unit, RUB	The number of units required	Lifetime of the unit, yrs
Sunways FSM-100M	4 505	4152	25
FIAMM LM OPzS 3500	76 050	120	25
Electrolyte, 1 liter	59.78	6720	–
Racks E-PGV 2-68 SH	142 752.5	4	–
SMA Sunny Tripower 20000TL	251 334	16	25
ECO MPPT Pro 200/100	40 900	33	6
ST-800	39 800	394	25

According to information provided by producer, lifetime of solar tracker ST-800 is 10 years under heavy-duty operation conditions [57]. Lifetime can vary from 10 to 30 years depending on climate conditions. Baikalskoe village is placed on the north-west coast of Lake Baikal. Despite the fact that Siberia has strongly continental climate, it is quite soft nearby this lake. The weather there is softened by Lake Baikal which contains 20% of the world's total unfrozen freshwater reserve [58]. Baikal's water

warms up cools down more slowly than the ground around. Topographic features there also contribute a lot to local climate: Primorskiy and Baikal mountains get in a way of clouds and cold winds from the North-West of Siberia. It results in soft summer and relatively warm winter. The west coast of the lake also has much less atmospheric precipitates than the east one thanks to mountains mentioned above. Winds there blow from the west to east so that amount of snow on the west coast is much smaller than on the west one. Annual average air temperature there is about 0°C [59]. Thus, we can consider the weather conditions in Baikalskoe village for ST-800 as soft and apply 25-year lifetime for our project. There is also quantity discount of 20% for a large purchase [57].

Taking into account data of Table 19 I estimate the value of total investment for 52-year project which is reflected in Figure 33.



Notes: Upper number of a region shows total discounted investment in mln RUB, lower number of a region shows share of total discounted investment in %.

Figure 33. – Present value of total investment in SPP with solar trackers (52-year project)

NPV of this 52-year project is -19.54 mln RUB while IRR of 26-year project is 1.48%. Summarized results for OTL and SPP projects are shown in the Table 20 below. As we can see from this Table, traditional solutions to our task are not rational. In the current conditions more attractive solutions are SPP projects. Even though I have got negative NPV it does not mean that all of projects are not worth investing (see Figure 34). It is necessary to highlight that both models of solar projects have been built as the most pessimistic scenarios: prices of PV equipment changes with producer prices change rate, lifetime for each kind of equipment is considered to be minimal.

Table 20. – Economic parameters of traditional and alternative projects

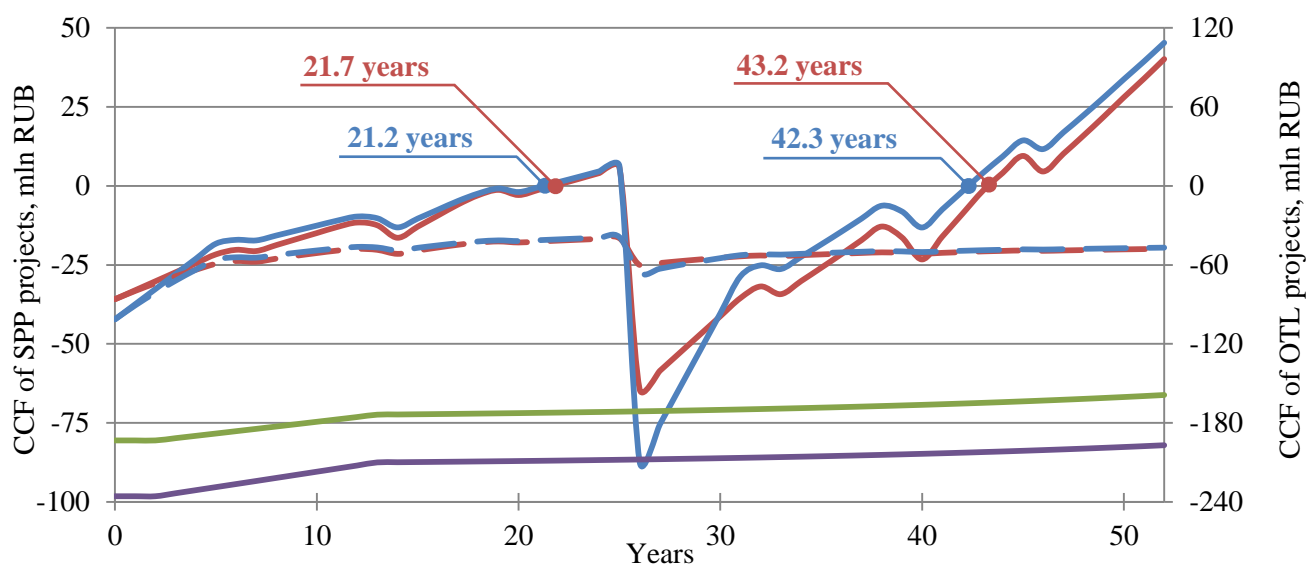
Project	Investment, mln RUB	NPV, mln RUB	IRR, %
OTL supported by steel poles	235.79	-221.07	-**
OTL supported by reinforced concrete poles	193.39	-181.86	-**
SPP without solar trackers	74.369*	-19.91	1.32/2.37***
SPP with solar trackers	118.244*	-19.54	1.48/2.64***

Notes: NPV of projects are negative. Nevertheless, the company has to take the lesser of evils in order solve the problem.

* Values show the sum of initial investment and present values of all reinvestments.

** Since initial investment is too high and expected cash flows are relatively low I could not find IRR.

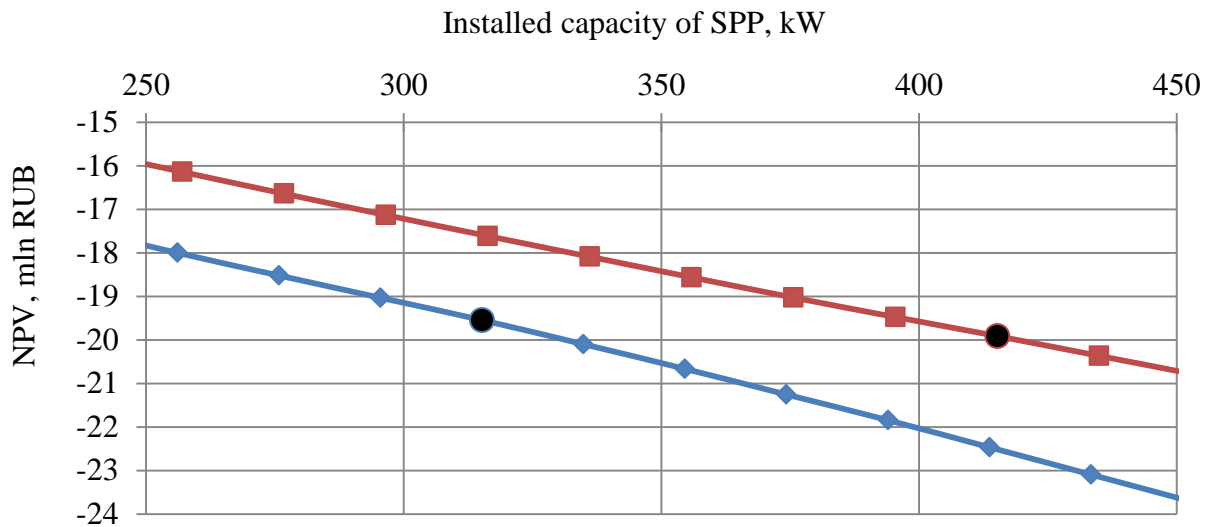
*** IRR are calculated for 26- /52-year projects, respectively.



Notes: CCF – cumulative cash flows. Red, blue, green and purple lines reflect cases of SPP without and with solar trackers and cases of OTL replacement with reinforced concrete and steel poles, respectively. Solid and dashed lines reflect cumulative not discounted and discounted cash flows, respectively.

Figure 34. – CCF of projects

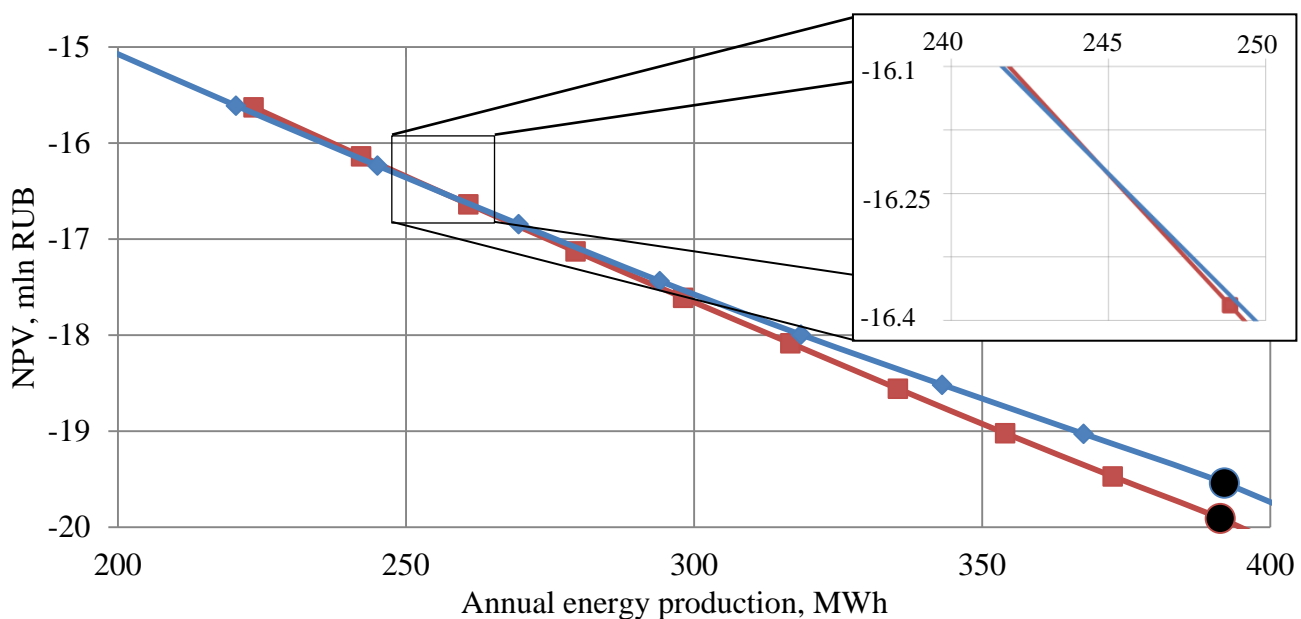
In Figure 34 CCF of conventional and nonconventional solutions are shown. Cumulative not discounted CF of OTL replacement projects do not have payback period within the lifetime of these projects. Payback periods of SPP projects for 26 and 52 project lifetimes are shown in the figure. We can see that these projects have no discounted payback period. The reason is that discount rate of projects is higher than their IRR.



Notes: Red and blue lines reflect cases of SPP without and with solar trackers, respectively. Black dots show optimal installed capacities from the technical point of view.

Figure 35. – Dependences of NPV on installed capacity of SPP plant

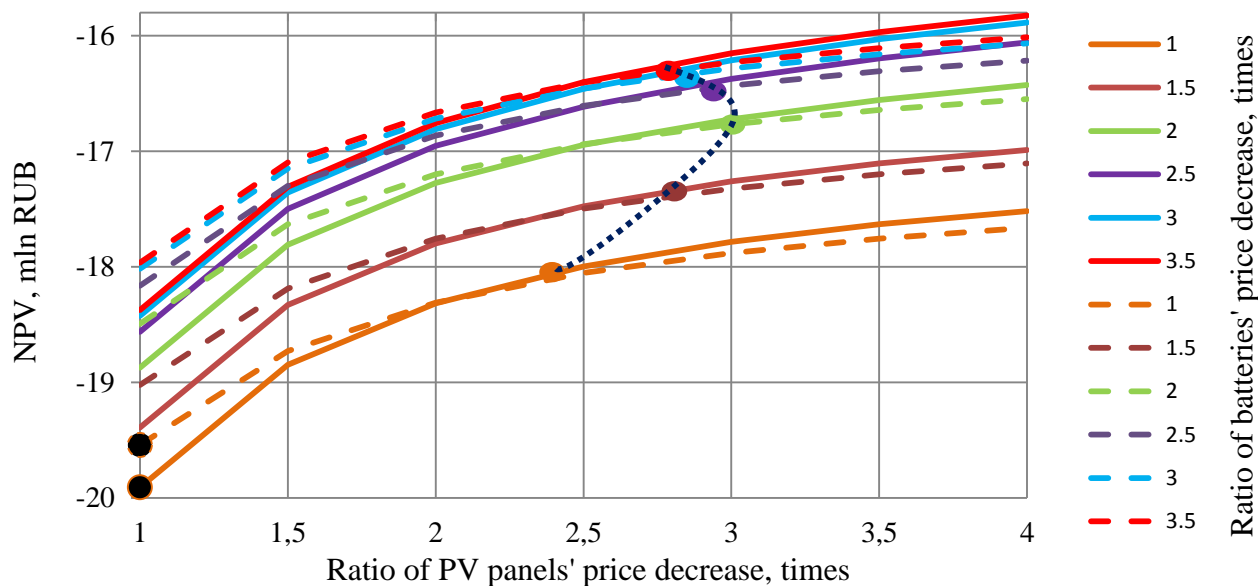
From the Figure 35 above we can see that the lower installed capacity of the plant the better the value of NPV. These dependences take into account all other equipment related to total capacity of PV panels. For instance, in case of SPP with solar trackers my model increases the number of trackers, controllers of batteries charge and discharge and inverters once total PV capacity increases. We also see that SPP can have smaller capacity but better NPV thanks to introducing solar trackers. Due to negative dependence, it is rational to left minimal capacity of SPP in order to minimize company's costs. From Figure 35 it is not obvious what is happening with energy production. When we invest more in installed capacity of our plant it provides us with more energy.



Notes: Red and blue lines reflect cases of SPP without and with solar trackers, respectively. Black dots show energy production and NPV for optimal installed capacities from the technical point of view.

Figure 36. – Dependences of NPV on electricity generation by SPP

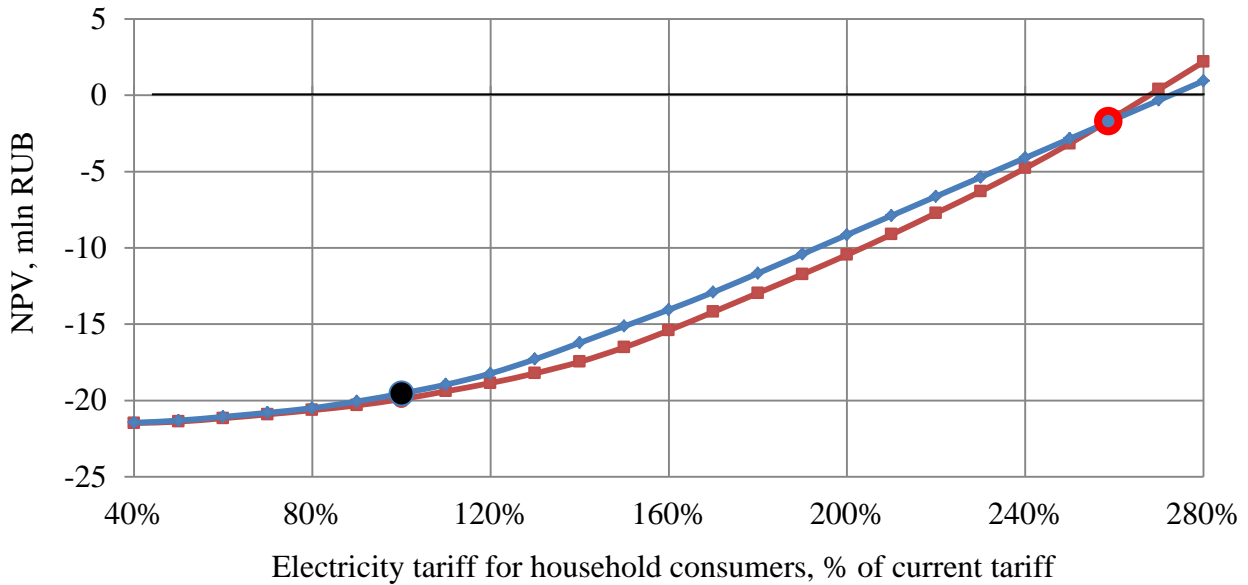
From Figure 36 we can see that NPV of SPP with solar tracking system decreases more slowly than of SPP without trackers. Also we can observe crossing of dependences approximately at annual electricity production of 245 MWh. In this point installed capacities of SPP without solar tracking system and with it are about 257 kW and 197 kW, respectively. We also can see that from economical point of view project without solar trackers can be attractive for us only when generation of the plant is less than 245 MWh per annum. Such generation level of power plants will be when installed capacities of SPP with and without solar tracking system are 197 kW and 277 kW, respectively. Otherwise, usage of solar tracking system is more attractive and the higher difference between annual energy production and crossing point of dependences the higher difference in NPVs of those scenarios.



Notes: NPV dependence of SPP without and with solar tracking system are shown by solid and dashed lines, respectively. The intersection of solid and dashed lines forms the boundary line (dashed dark blue). In these intersection points the NPV from both alternatives are equal. Positive effect of solar trackers usage on NPV is observed for ratios of decrease in prices of PV panels and batteries. Black dots on the vertical axes show ratios which are used in economic models.

Figure 37. – Dependences of NPV on decrease in PV panels' price after 25 years

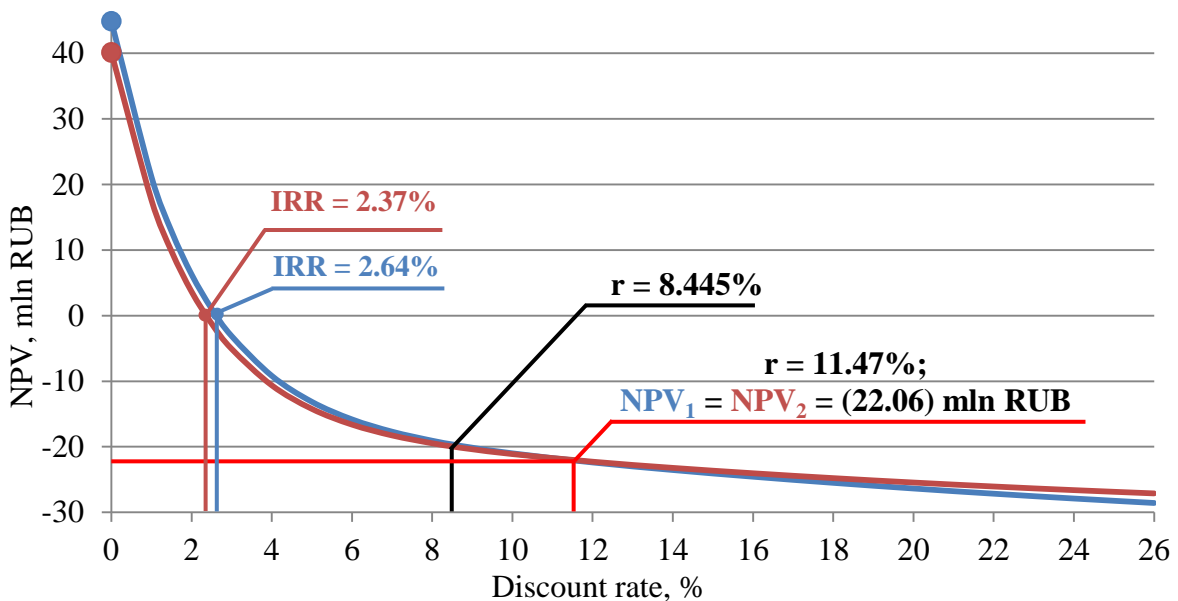
In Figure 37 we can see how values of NPV of SPP projects are dependent on decrease in prices of PV panels and batteries after 25 years. At this time the company will have to make reinvestment in main equipment of SPP. This is quite expensive reinvestment, so we need to find out how price changes can affect projects. There NPV and ratio of decrease in prices seem to have logarithmic dependence. Firstly, with decrease in price of equipment NPV increases rapidly and then tends to the value of NPV of the first 26 years of the project. It is necessary to highlight the boundary line of solar tracking system advantage: tracking system has positive effect on NPV when future prices of equipment are located on the left side from the boundary line and has negative effect when future prices of equipment are located on the right side. In case when future prices of equipment are on the boundary line NPV of SPP project with solar trackers equals NPV of SPP project with fixed orientation of PV panels.



Notes: Red and blue lines reflect cases of SPP without and with solar trackers, respectively. Black dot marks current tariff (100%) for electricity which is used in economic models.

Figure 38. – Dependences of NPV on electricity tariff

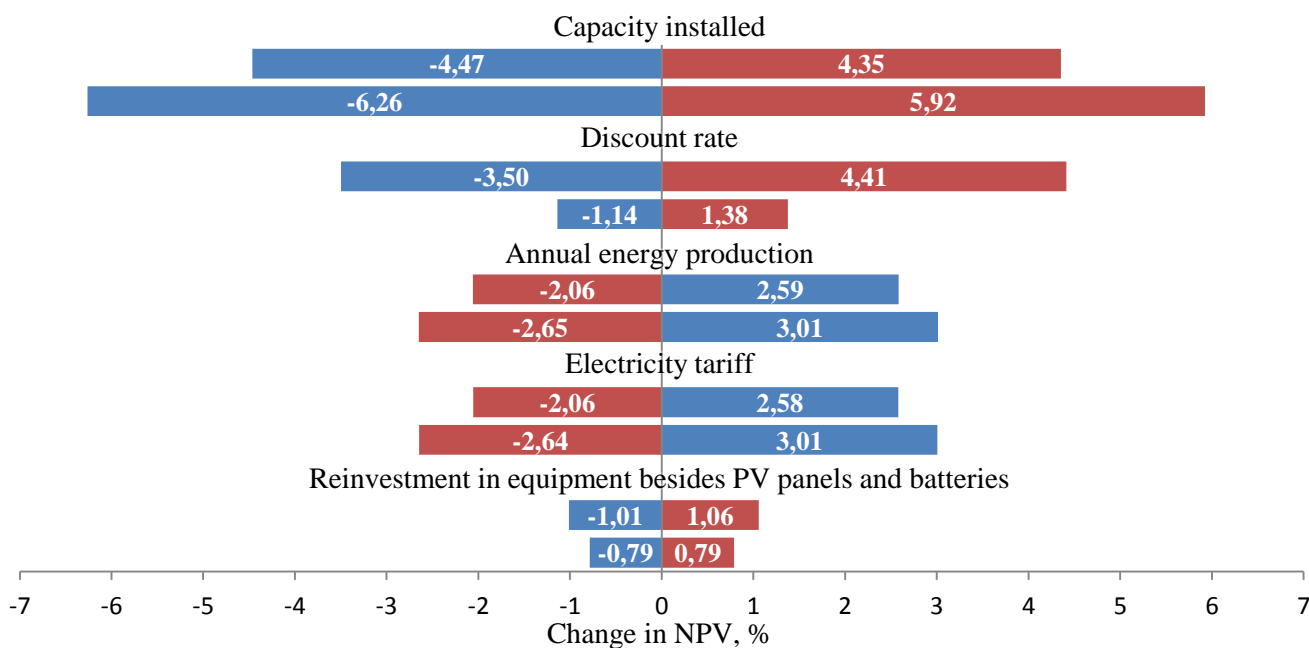
In Figure 38 dependences of NPV on electricity price for household consumers is shown. It is logical that the lower electricity tariff the flatter dependences. Red point with blue center marks crossing of NPV dependences of SPP projects. Up to this point SPP project with solar trackers is more attractive than SPP project with fixed orientation of PV panels. After this point solar tracking system loses attractiveness in comparison to SPP without solar trackers. If electricity tariff will be set more or equal to 270% of the current value then SPP without solar trackers has positive NPV.



Notes: Red and blue lines reflect cases of SPP without and with solar trackers, respectively. Dotes on the vertical axis are cumulative CF. Intersection of dependences with NPV = 0 give IRR of projects.

Figure 39. – Dependences of NPV on discount rate

From Figure 39 we can see dependences of NPV of SPP projects on discount rate. As we have seen from previous calculations, the project with application of solar tracking system has slightly better NPV value. Crossing of dependencies is observed when discount rate is 11.47%. Thus, solar tracking system is attractive scenario when discount rate is lower than this value. And vice versa: if discount rate will be higher (which is usual for cases of non-governmental company but not our) then SPP without solar trackers is more attractive option.



Notes: Blue and red colors reflect changes in NPV when a parameter increase and decrease by 10%, respectively. First and second column of a parameter are changes in NPV of SPP with and without solar tracking system, respectively.

Figure 40. – Tornado chart of change in NPV with 10% change in parameters

In Figure 40 Tornado chart for SPP projects is shown. There are NPV changes are shown in % and caused by change in corresponding parameter by $\pm 10\%$. We can see that NPV of SPP projects have positive relationship with annual energy production and electricity tariff parameters and negative with the rest. The largest impact on NPV has capacity installed. It is also obvious that projects have different sensitivity to these parameters. For example, SPP project with application of solar tracking system is more sensitive to discount rate and reinvestment in equipment besides PV panels and batteries.

Conclusion

In this master thesis the solution to electricity supply problem of Baikalskoe village is proposed. Quality and transmission issues of rural grids of Russia in general and Baikalskoe village in particular were discussed in the section of statement of the problem. During data collection the author has faced a number of difficulties related to consumption details and quality of electricity at different loads. Also the real load curve of the village was not available, so the typical load curve of rural areas was used. Quality of electricity in the village is affected by the other loads spread across OTL feeding the village. In order to get such information it is necessary to make deeper research and consequently to attract financing for this purpose. Nevertheless, the author discusses possible reasons of long-term voltage changes in power supply system of the village which can be fixed by either conventional or non-conventional solutions.

Conventional solution for this task is switching to a higher voltage power line. In terms of type of poles supporting an OTL, this scenario falls into two alternatives: with application of either steel or reinforced concrete poles. Nonconventional solution is to build a hybrid power supply system which can combine centralized power supply with local generation based on renewables.

In Chapter 1 available RES for building a hybrid power supply system in Baikalkoe village, namely wind and solar powers, were discussed and evaluated. Usage of these sources and share of each source in all RES were shown using global and national figures. Estimation of wind power potential using annual average of wind speed in Baikalskoe village shows that application of wind turbines for this place is not recommended. Estimation of solar power potential was performed using simulation model in Mathcad. According to simulation results performed by the author, this region has high solar insolation. Obtained results are consistent with statistical data concerning solar insolation which was collected and shown in section 1.2.2.

Based on simulation results of solar insolation in the village, estimation of parameters of SPP was performed. This scenario falls into two alternatives: SPP with fixed position of PV panels and SPP with application of solar tracking system. For both of them the desired number of equipment was calculated by the author and presented in Chapter 2.

In Chapter 3 economic models for conventional and non-conventional solutions to existing problem of Baikalskoe village are described. NPV of all scenarios have upper estimates of investment costs. Although the author understands that the cost of RES equipment is decreasing over the time. Estimation of construction cost of OTL is performed using consolidated indices of construction cost. It is shown that from economic point of view hybrid power supply system is much more attractive solution to the problem in comparison to scenarios of construction of a higher voltage OTL.

Cost and benefit analysis of SPP scenarios performed by the author clarifies stability of projects and shows to which extent application of solar tracking system is recommended.

Приложение 1. Мировые тренды инвестирования в ВИЭ [10]

Технология	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	\$ млрд										
Солнце	16.1	22.2	38.9	61.6	64.4	103.7	154.8	146.2	119.1	143.8	161
Ветер	29	39.8	61.2	75.4	79.8	98.7	84.2	21.9	90.6	105.7	109.6
Итого по солнцу и ветру	45.1	62	100.1	137	144.2	202.4	239	168.1	209.7	249.5	270.6
Итого по ВИЭ	72.8	112	154	182.2	178.7	239.2	278.5	257.3	234	273	285.9



Приложение 2. – Карта местности исследуемого объекта

Приложение 3. – Астрономические данные села в июле 2015, чч:мм:сс [32]

День	Время восхода	Солнце в зените	Время заката	Длительность светового дня
1	4:04:53	12:47:45	21:30:38	17:25:45
2	4:05:40	12:47:56	21:30:12	17:24:32
3	4:06:31	12:48:07	21:29:43	17:23:12
4	4:07:25	12:48:18	21:29:10	17:21:45
5	4:08:23	12:48:28	21:28:33	17:20:10
6	4:09:23	12:48:38	21:28:08	17:18:45
7	4:10:27	12:48:47	21:27:08	17:16:41
8	4:11:33	12:48:57	21:26:20	17:14:47
9	4:12:42	12:49:06	21:25:29	17:12:47
10	4:13:54	12:49:14	21:24:35	17:10:41
11	4:15:09	12:49:23	21:23:36	17:08:27
12	4:16:26	12:49:30	21:22:35	17:06:09
13	4:17:45	12:49:38	21:21:30	17:03:45
14	4:19:08	12:49:45	21:20:22	17:01:14
15	4:20:32	12:49:52	21:19:11	16:58:39
16	4:21:58	12:49:58	21:17:57	16:55:59
17	4:23:27	12:50:04	21:16:40	16:53:13
18	4:23:58	12:50:09	21:15:20	16:51:22
19	4:24:57	12:50:14	21:13:57	16:49:00
20	4:28:05	12:50:18	21:12:31	16:44:26
21	4:29:41	12:50:22	21:11:03	16:41:22
22	4:31:19	12:50:25	21:09:32	16:38:13
23	4:32:58	12:50:28	21:07:58	16:35:00
24	4:34:39	12:50:30	21:06:22	16:31:43
25	4:36:21	12:50:32	21:04:43	16:28:22
26	4:38:04	12:50:33	21:03:02	16:24:58
27	4:39:51	12:50:33	21:01:32	16:21:41
28	4:41:35	12:50:33	20:59:33	16:17:58
29	4:43:22	12:50:33	20:57:45	16:14:23
30	4:45:10	12:50:32	20:55:55	16:10:45
31	4:46:59	12:50:31	20:54:03	16:07:04

Приложение 4. – Отпуск электроэнергии PV панелями $W_G(t)$ в июле 2015

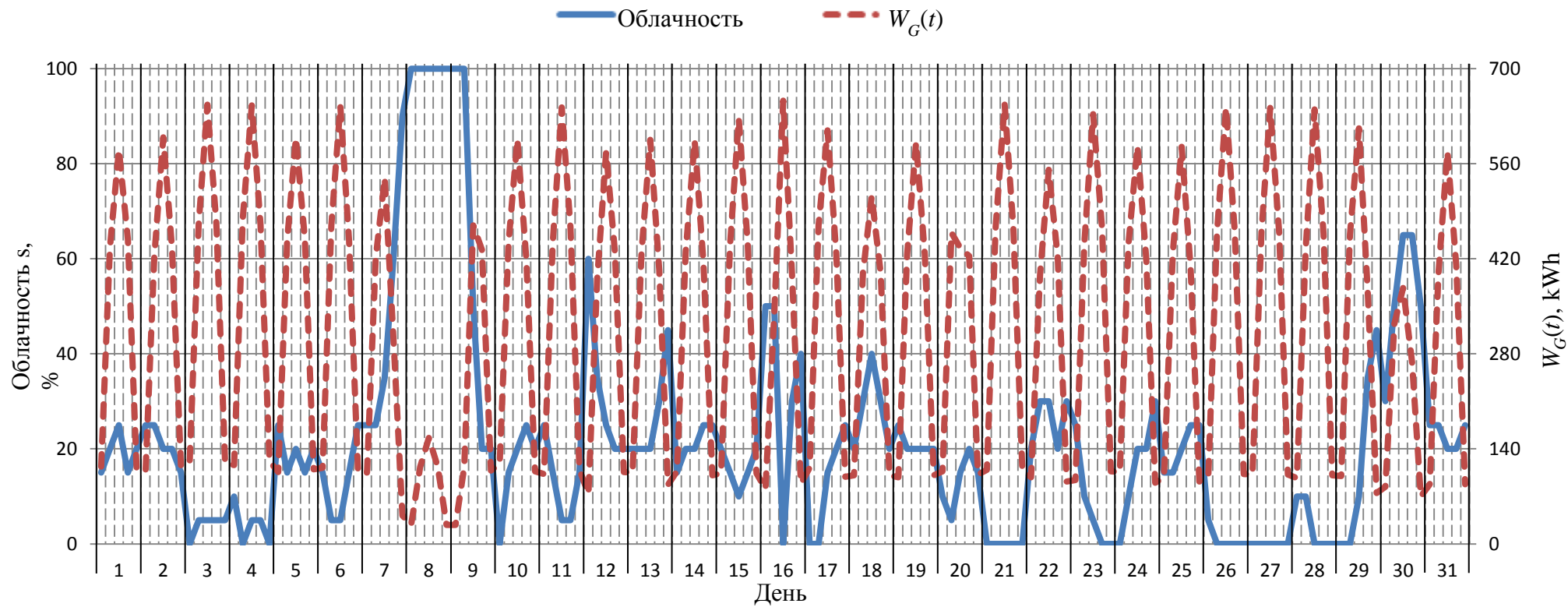
День	Временная зона	Облачность,%	$W_G(t)$, kWh	День	Временная зона	Облачность,%	$W_G(t)$, kWh
1	II	15	114	8	II	100	28
	III	20	436		III	100	113
	IV	25	581		IV	100	156
	V	15	449		V	100	113
	VI	20	111		VI	100	28
2	II	25	107	9	II	100	28
	III	25	423		III	100	113
	IV	20	599		IV	50	469
	V	20	436		V	20	433
	VI	15	114		VI	20	108
3	II	0	122	10	II	0	118
	III	5	471		III	15	445
	IV	5	647		IV	20	596
	V	5	471		V	25	419
	VI	5	119		VI	20	107
4	II	10	116	11	II	25	103
	III	0	480		III	15	444
	IV	5	646		IV	5	643
	V	5	470		V	5	466
	VI	0	122		VI	15	109
5	II	25	106	12	II	60	74
	III	15	448		III	35	389
	IV	20	598		IV	25	577
	V	15	448		V	20	431
	VI	20	110		VI	20	106
6	II	15	112	13	II	20	105
	III	5	469		III	20	430
	IV	5	645		IV	20	595
	V	15	447		V	30	403
	VI	25	106		VI	45	87
7	II	25	105	14	II	15	107
	III	25	421		III	20	430
	IV	35	539		IV	20	594
	V	60	303		V	25	416
	VI	90	42		VI	25	101

Приложение 4. – Отпуск электроэнергии PV панелями $W_G(t)$ в июле 2015 (продолжение)

День	Временная зона	Облачность,%	$W_G(t)$, kWh	День	Временная зона	Облачность,%	$W_G(t)$, kWh
15	II	20	104	22	II	20	98
	III	15	441		III	30	396
	IV	10	626		IV	30	551
	V	15	441		V	20	422
	VI	20	104		VI	30	92
16	II	50	81	23	II	25	94
	III	50	336		III	10	444
	IV	0	653		IV	5	633
	V	30	401		V	0	464
	VI	40	89		VI	0	107
17	II	0	112	24	II	0	106
	III	0	470		III	10	443
	IV	15	609		IV	20	586
	V	20	427		V	20	420
	VI	25	99		VI	30	90
18	II	20	101	25	II	15	98
	III	30	399		III	15	431
	IV	40	512		IV	20	585
	V	30	399		V	25	406
	VI	20	101		VI	25	92
19	II	25	98	26	II	5	101
	III	20	426		III	0	460
	IV	20	591		IV	0	643
	V	20	426		V	0	460
	VI	20	101		VI	0	103
20	II	10	107	27	II	0	102
	III	5	458		III	0	459
	IV	15	436		IV	0	642
	V	20	424		V	0	459
	VI	15	102		VI	0	102
21	II	0	109	28	II	10	97
	III	0	466		III	10	438
	IV	0	648		IV	0	640
	V	0	466		V	0	457
	VI	0	109		VI	0	101

Приложение 4. – Отпуск электроэнергии PV панелями $W_G(t)$ в июле 2015 (продолжение)

День	Временная зона	Облачность, %	$W_G(t)$, kWh	День	Временная зона	Облачность, %	$W_G(t)$, kWh
29	II	0	100	31	II	25	88
	III	0	456		III	25	399
	IV	10	612		IV	20	578
	V	35	373		V	20	411
	VI	45	75		VI	25	88
30	II	30	84	Итого за июль 2015			49642
	III	50	324				
	IV	65	377				
	V	65	268				
	VI	50	70				



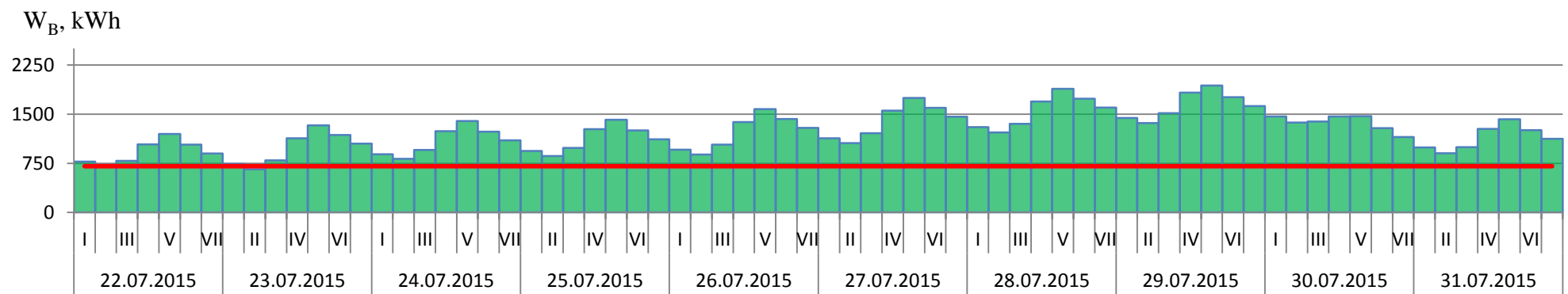
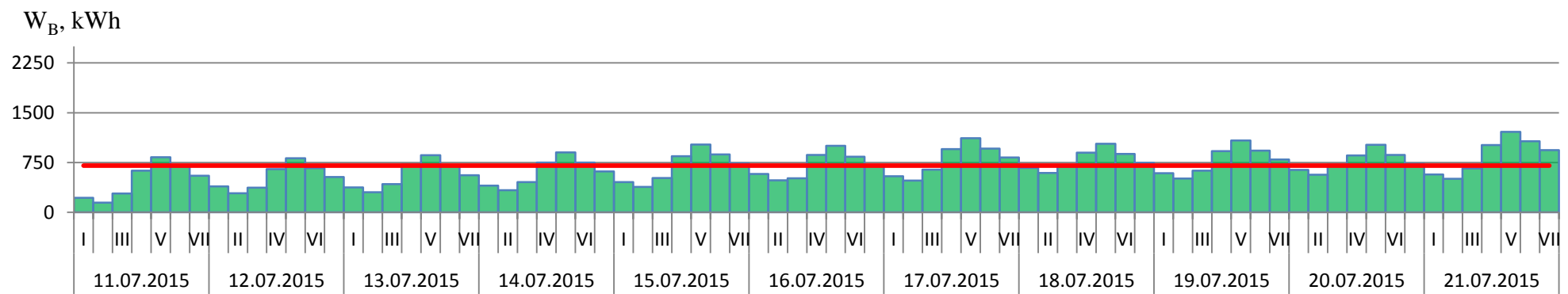
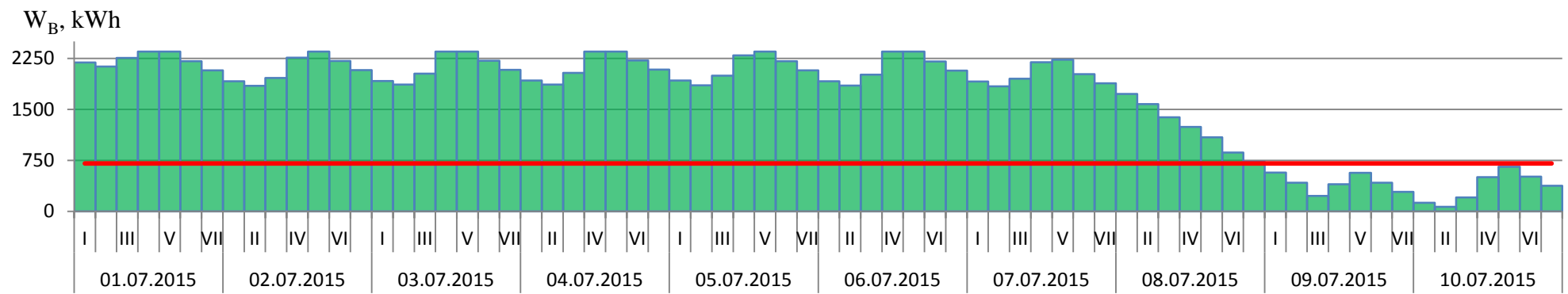
Приложение 5. – Изменение облачности и генерации $W_G(t)$ по дневным временным зонам в течение июля 2015

Приложение 6. – Уровень заряда 14-ти параллельно соединенных батарей $W_B(t)$ в течение июля 2015

Временная зона	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh
I	1	2193	7	1911	13	375	19	510
II		2130		1840		304		629
III		2260		1954		427		921
IV		2352		2194		723		1083
V		2352		2232		861		931
VI		2210		2021		695		797
VII		2076		1887		561		638
I	2	1917	8	1727	14	402	20	568
II		1848		1579		333		719
III		1963		1385		455		857
IV		2264		1242		750		1016
V		2352		1091		902		866
VI		2213		866		750		732
VII		2079		732		616		572
I	3	1919	9	572	15	457	21	505
II		1865		424		384		663
III		2028		230		518		1013
IV		2352		400		845		1214
V		2352		568		1021		1070
VI		2218		422		872		936
VII		2084		289		738		776
I	4	1925	10	129	16	579	22	698
II		1865		71		483		786
III		2038		208		512		1038
IV		2352		506		866		1196
V		2352		660		1002		1034
VI		2220		514		838		900
VII		2086		380		704		741
I	5	1927	11	221	17	545	23	658
II		1857		147		481		795
III		1997		284		644		1129
IV		2297		628		954		1329
V		2352		829		1116		1182
VI		2208		685		962		1048
VII		2075		552		828		889
I	6	1915	12	392	18	669	24	818
II		1851		289		594		954
III		2013		371		686		1241
IV		2352		649		899		1396
V		2352		816		1033		1233
VI		2205		668		881		1099
VII		2071		535		748		510

Приложение 6. – Уровень заряда 14-ти параллельно соединенных батарей $W_B(t)$ в течение июля 2015 (продолжение)

Временная зона	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh
I	25	940	27	1131	29	1441	31	993
II		861		1057		1364		904
III		984		1208		1513		996
IV		1271		1551		1826		1275
V		1412		1745		1935		1422
VI		1251		1594		1756		1256
VII		1117		1460		1623		1122
I	26	958	28	1301	30	1463		
II		882		1221		1371		
III		1035		1352		1388		
IV		1379		1694		1465		
V		1574		1886		1469		
VI		1424		1734		1286		
VII		1291		1600		1152		



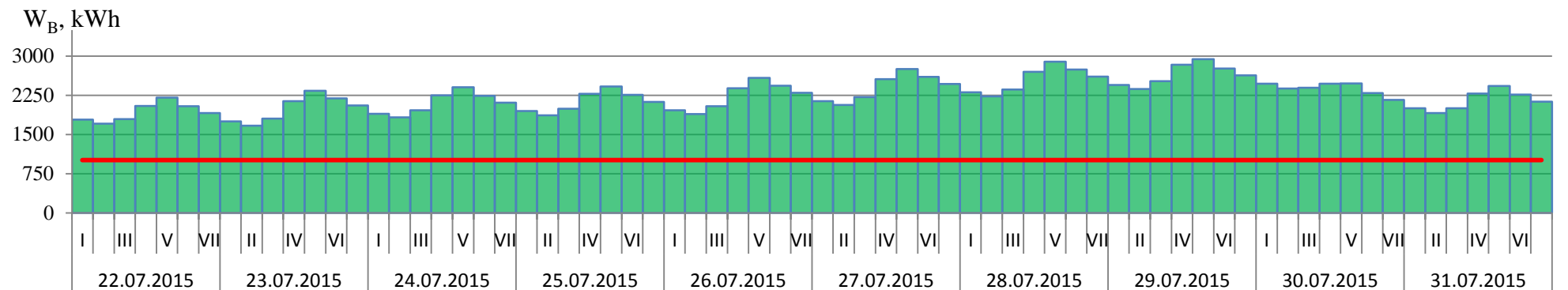
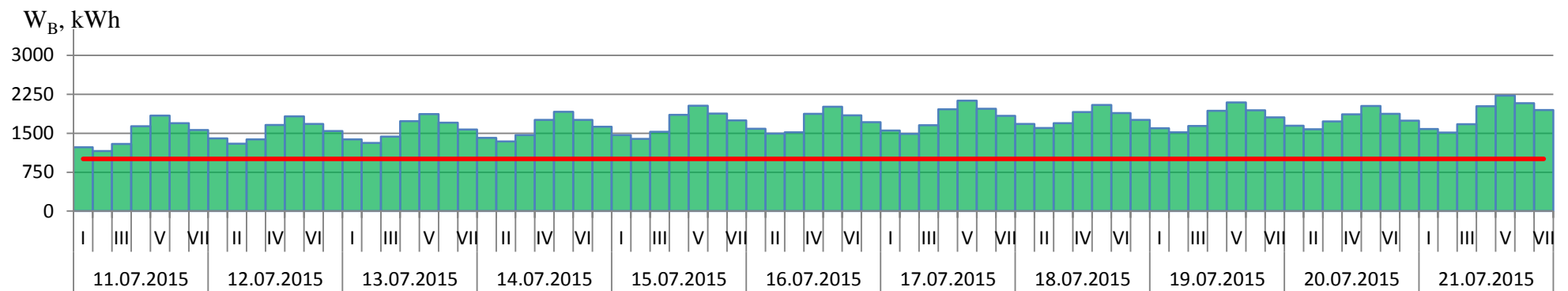
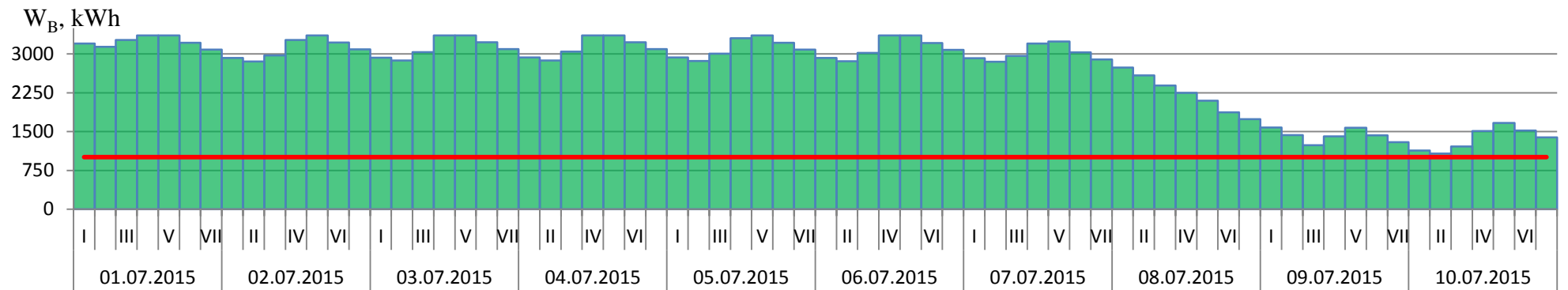
Приложение 7. – Уровень заряда 14-ти параллельно соединенных батарей в течение июля 2015

Приложение 8. – Уровень заряда 20-ти параллельно соединенных батарей $W_B(t)$ в течение июля 2015

Временная зона	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh
I	1	3201	7	2919	13	1383	19	1596
II		3138		2848		1312		1518
III		3268		2962		1435		1637
IV		3360		3202		1731		1929
V		3360		3240		1869		2091
VI		3218		3029		1703		1939
VII		3084		2895		1569		1805
I	2	2925	8	2735	14	1410	20	1646
II		2856		2587		1341		1576
III		2971		2393		1463		1727
IV		3272		2250		1758		1865
V		3360		2099		1910		2024
VI		3221		1874		1758		1874
VII		3087		1740		1624		1740
I	3	2927	9	1580	15	1465	21	1580
II		2873		1432		1392		1513
III		3036		1238		1526		1671
IV		3360		1408		1853		2021
V		3360		1576		2029		2222
VI		3226		1430		1880		2078
VII		3092		1297		1746		1944
I	4	2933	10	1137	16	1587	22	1784
II		2873		1079		1491		1706
III		3046		1216		1520		1794
IV		3360		1514		1874		2046
V		3360		1668		2010		2204
VI		3228		1522		1846		2042
VII		3094		1388		1712		1908
I	5	2935	11	1229	17	1553	23	1749
II		2865		1155		1489		1666
III		3005		1292		1652		1803
IV		3305		1636		1962		2137
V		3360		1837		2124		2337
VI		3216		1693		1970		2190
VII		3083		1560		1836		2056
I	6	2923	12	1400	18	1677	24	1897
II		2859		1297		1602		1826
III		3021		1379		1694		1962
IV		3360		1657		1907		2249
V		3360		1824		2041		2404
VI		3213		1676		1889		2241
VII		3079		1543		1756		2107

Приложение 8. – Уровень заряда 20-ти параллельно соединенных батарей $W_B(t)$ в течение июля 2015 (продолжение)

Временная зона	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh	День	$W_B(t)$, kWh
I	25	1948	27	2139	29	2449	31	2001
II		1869		2065		2372		1912
III		1992		2216		2521		2004
IV		2279		2559		2834		2283
V		2420		2753		2943		2430
VI		2259		2602		2764		2264
VII		2125		2468		2631		2130
I	26	1966	28	2309	30	2471		
II		1890		2229		2379		
III		2043		2360		2396		
IV		2387		2702		2473		
V		2582		2894		2477		
VI		2432		2742		2294		
VII		2299		2608		2160		



Приложение 9. – Уровень заряда 20-ти параллельно соединенных батарей в течение июля 2015