

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение энергоэффективности системы электроснабжения собственных
нужд ПС 500кВ «Хехцир-2»

Обучающийся

А. А. Акифьева

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к. п. н., доцент М. Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), учебное звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Содержание

Введение.....	3
1 Оценка возможности внедрения альтернативного источника питания собственных нужд на ПС Хехцир-2	6
1.1 Анализ перспективности применения альтернативных источников энергии на энергообъектах Дальневосточного региона	6
1.2 Особенности внедрения альтернативного источника питания на ПС Хехцир-2. Применение бесперебойного альтернативного источника питания	8
1.3 Сравнительный анализ существующих моделей солнечных электростанций и выбор альтернативного источника питания ЩПТ СН..	21
2 Разработка проекта альтернативного источника энергии для ЩПТ СН ПС Хехцир-2.....	33
2.1 Оценка эффективности использования альтернативного источника питания на ПС Хехцир-2	33
2.2 Выбор солнечных панелей	38
2.3 Аккумуляторные батареи – как источник резервирования	47
2.4 Выбор контроллера заряда-разряда	57
3 Построение и анализ финансовой модели проекта с целью определения его экономической эффективности	64
Заключение	74
Список используемой литературы и используемых источников.....	76

Введение

Проблема повышения эффективности существующих электроэнергетических систем является весьма актуальной как в России, так и за рубежом. [18]

Основные принципы энергоэффективности в условиях, когда количество потребляемой электроэнергии растет с каждым годом по причине увеличения потребления в быту и на предприятиях, заложены в ресурсосбережении. [9]

Для решения проблемы энергоэффективности объектов электроэнергетики перспективно применение альтернативных источников энергии, которые становятся всё более конкурентоспособными относительно традиционных способов производства электроэнергии.

Внедрение альтернативных источников электроэнергии на крупных энергообъектах осложняется выполнением требований по надежности работы существующих энергосистем и по соблюдению качества электроэнергии, выдающейся в сеть. Основными причинами указанной проблемы являются неравномерная выработка электроэнергии в течение дня альтернативными источниками, а также сезонность их работы, что недопустимо на объектах повышенной важности.

С учетом выявленных тенденций и проблем целесообразно рассмотреть возможность применения альтернативного источника энергии для менее крупного и менее ответственного объекта, например, для внедрения такого источника в качестве резерва в систему собственных нужд крупной подстанции.

В рамках данной выпускной квалификационной работы исследуем перспективы применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на энергообъектах Дальнего востока и оценим возможность внедрения альтернативного источника энергии (АИЭ) на нужды подстанции ПС 500 кВ Хехцир-2, находящейся в Хабаровском крае Дальневосточного федерального

округа (Дальний Восток) в системе объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока.

Суммарная установленная мощность генерирующих электроустановок в Хабаровском крае в 2022 году оценивалась в 10 МВт, что составляло примерно 0,2% в общей энергосистеме Дальневосточного региона. К 2026 году для обеспечения электроснабжением новых территорий опережающего развития установленная мощность генерирующих установок достигнет уровня 20 МВт [10].

Проведенные исследования экономической эффективности на Дальнем востоке показывают, что в данный момент времени, в современных рыночных условиях, строительство новых тепловых электростанций (ТЭС), функционирующих на традиционных источниках энергии (уголь, газ, мазут), является экономически невыгодным и нерентабельным. Ввиду удаленности энергорегиона, тарифы на электроэнергию находятся на максимальных уровнях по стране.

Снижение зависимости от традиционных источников энергии может привести к сокращению поставок топлива на 15–70% (в зависимости от района) [10], что позитивно скажется на энергоэффективности и экологии региона. В перспективе это высвободит часть средств как для бюджета региона, так и для модернизации существующих подстанций и внедрения новых технологий на них [15] [24].

ПС Хехцир-2, рассматриваемая в данной магистерской диссертации, является одним из ключевых энергоузлов Хабаровского края, обеспечивает прием питания от генерирующих энергообъектов Амурской области и предназначена для создания межсистемной связи между Хабаровской и Приморской энергосистемами.

Рассматриваемая подстанция возникла ввиду переустройства подстанции ПС 220 кВ Хехцир в 2015 году с сохранением большей части нагрузки по транзиту и перетоку мощностей [21].

По нашему мнению, интеграция возобновляемого источника энергии в качестве резервной системы питания собственных нужд (СН) ПС 500 кВ Хехцир-2, приведет к снижению потребления электроэнергии на собственные нужды подстанции, а также, при обеспечении надежной работы системы электроснабжения с альтернативным источником энергии, создаст основания для широкого внедрения аналогичных технологий на других энергообъектах, что будет способствовать снижению энергодефицита в регионе в целом.

Актуальность исследования, указанного в данной магистерской работе, определяется необходимостью повышения энергоэффективности системы СН ПС 500 кВ Хехцир-2, заключающейся в снижении затрат электроэнергии на собственные нужды ПС 500 кВ Хехцир-2 и повышении надежности работы систем электроснабжения с альтернативными источниками энергии.

Цель исследования – повышение энергоэффективности системы собственных нужд ПС 500 кВ Хехцир-2 за счет внедрения альтернативного источника питания в систему электроснабжения СН.

Задачи исследования:

- оценка возможности внедрения альтернативного источника питания собственных нужд на ПС Хехцир-2;
- проектирование альтернативного источника питания собственных нужд ПС 500 кВ Хехцир-2;
- оценка экономической и экологической эффективности проекта.

Объектом исследования является система электроснабжения собственных нужд ПС 500 кВ Хехцир-2.

Предмет исследования – характеристики системы электроснабжения собственных нужд ПС 500 кВ Хехцир-2 с альтернативным источником питания в качестве резервного.

1 Оценка возможности внедрения альтернативного источника питания собственных нужд на ПС Хехцир-2

1.1 Анализ перспективности применения альтернативных источников энергии на энергообъектах Дальневосточного региона

На данный момент в энергорегион Дальнего востока входят ОЭС Востока, а также изолированные и труднодоступные регионы (ИТТ). Мощность всех электростанций энергорегиона Дальнего востока – 11,2 ГВт, объем потребления – 44,5 млрд кВт×ч.

На рисунке 1 приведена статистика применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в дальневосточном регионе [10]. Очевидно, что применение ВИЭ – крайне низкое.

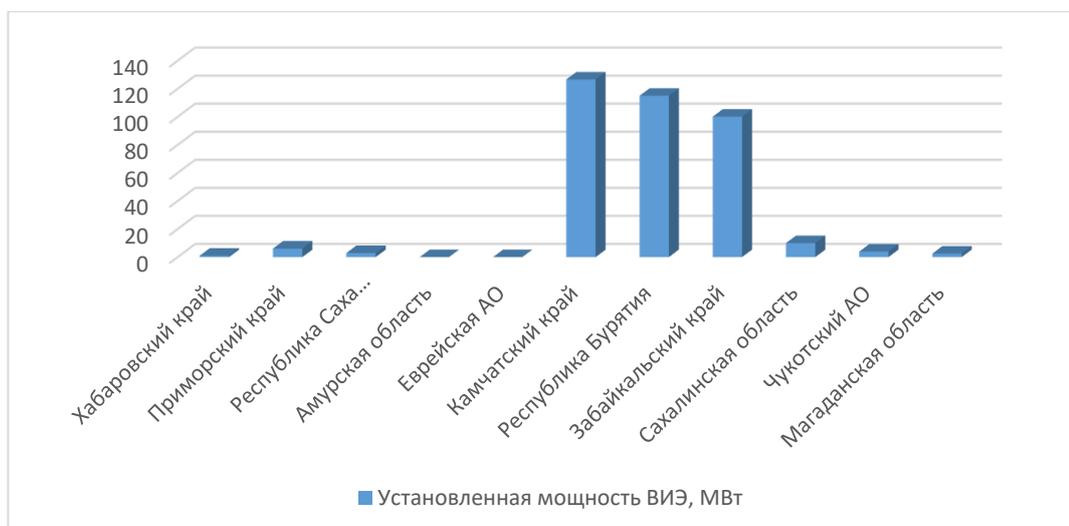


Рисунок 1 – Установленная мощность ВИЭ на Дальнем Востоке в ОЭС Востока и в ИТТ в 2022 году

Непопулярность «зеленой» энергетики возможно обусловлена тем, что в настоящее время рыночное ценообразование и конкуренция на Дальнем востоке в части ВИЭ отсутствует в полной мере ввиду отсутствия тарифного

регулирования ВИЭ и возврата инвестиционных средств, вложенных в производство.

В процентном соотношении ВИЭ к традиционным источникам энергии, как можно видеть на рисунке 2, занимают малую часть от всех применяемых источников электроэнергии в регионе [10].

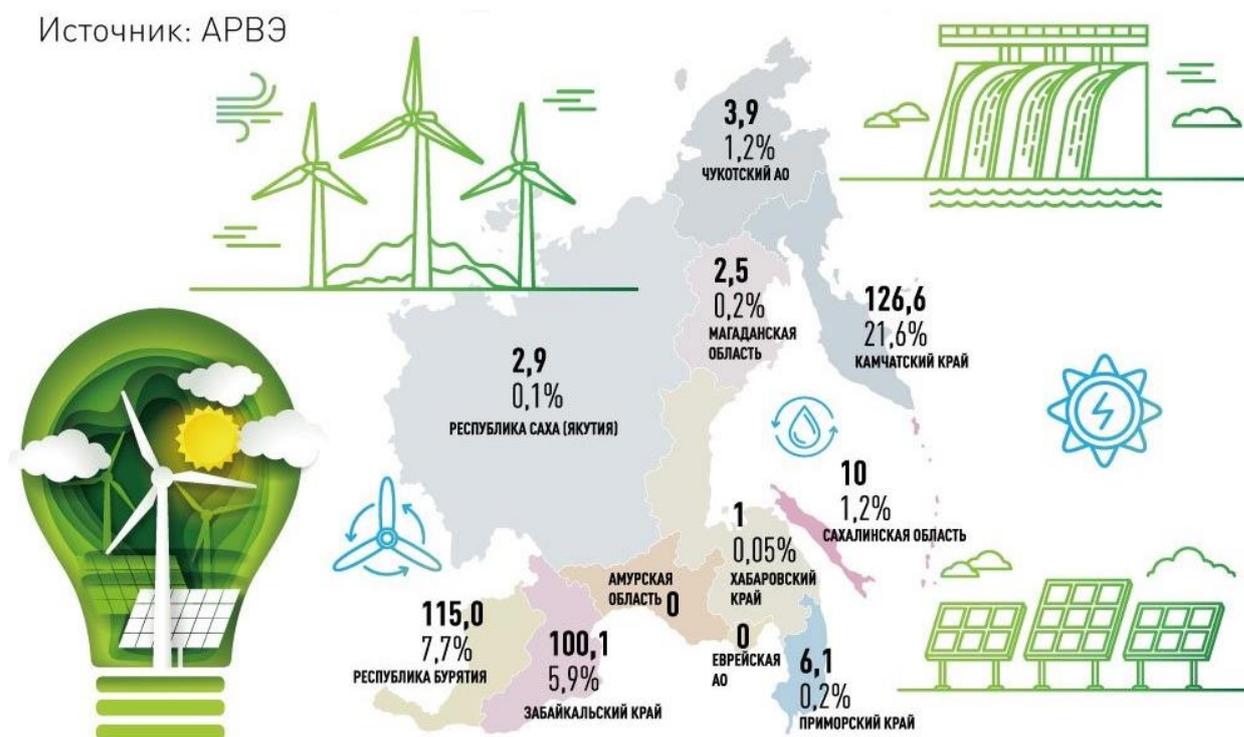


Рисунок 2 – Процентное соотношение ВИЭ на Дальнем Востоке

Однако специальные исследования показывают, что Дальний Восток имеет большие перспективы для применения возобновляемых источников энергии. По опубликованным данным регион обладает подходящим климатом для развития солнечной энергетики [8]. Продолжительность солнечного сияния на территории Дальневосточного федерального округа составляет свыше 1700 часов в год [8]. На рисунке 3 показана продолжительность солнечного сияния в ДФО, ч/год и карта потенциала ветровой энергии, м/с.



Рисунок 3 – Продолжительность солнечного сияния в ДФО, ч/ год и карта потенциала ветровой энергии м/с

На основе анализа карты солнечного сияния и ветрового потенциала, представленной на рисунке 3, можно сделать вывод, что для Хабаровского края Дальневосточного региона с точки зрения внедрения альтернативных источников энергии более перспективными являются источники солнечной энергии.

1.2 Особенности внедрения альтернативного источника питания на ПС Хехцир-2. Применение бесперебойного альтернативного источника питания

Рассматриваемый энергообъект является одной из крупнейших подстанций, находящихся на территории Хабаровского края.

ПС 500 кВ Хехцир-2 расположена по адресу: Хабаровский край, Хабаровский район, примерно 700 м по направлению на северо-восток от ориентира пересечение автодороги Хабаровск — Владивосток «Уссури» с ж/д в районе пос. Корфовский.

Для региона характерны высокие значения суммарной солнечной радиации. Например, в г. Хабаровске – 300 солнечных дней в году из 365.

Климатические характеристики района:

- расчетная зимняя температура – 31 °С;
- скоростной напор ветра – III район;
- вес снегового покрова – II район;
- по толщине стенки гололеда – IV район;
- количество осадков в год – 696 мм;
- количество солнечных дней в году – до 300.

Хабаровский край имеет резко-континентальный климат. Количество солнечных дней в году обусловлено преобладанием зимой Сибирского антициклона, ввиду которого с ноября по март устанавливается очень сухой и морозный континентальный воздух с ясной и солнечной погодой.

Суммарная установленная мощность ПС 500 кВ Хехцир-2 составляет 501 МВА. Подстанция в целом введена в эксплуатацию в 2006 году, ячейки №5 и №6, входящие в состав ОРУ 220 кВ, задействованы в 2009, а ячейка №3 – в 2012. Основными распределительными устройствами подстанции являются:

- открытое распределительное устройство ОРУ-500 кВ, подключенное по схеме «Треугольник (№500-6Н), включающее в себя три присоединения (две линии и один автотрансформатор);
- открытое распределительное устройство ОРУ-220 кВ, подключенное по схеме «Одна рабочая секционированная система шин» № 220-9, включающее девять присоединений (семь линий, один автотрансформатор, один управляемый реактор);
- закрытое распределительное устройство внутренней установки ЗРУ 10 кВ, подключенное через токоограничивающие реакторы к обмотке низкого напряжения автотрансформатора 500 кВ.

Подстанция имеет линейные вводы ВЛ-500 кВ – 2 шт, ВЛ-220 кВ – 7 шт, КЛ –10-8 шт.

Основную группу трансформаторов составляют автотрансформаторы общей мощностью 501000 кВА следующих типов: 3×АОДЦТН-167000/500/220 и 1×АОДЦТН-167000/500/220.

Собственные нужды (СН) подстанции Хехцир-2 питаются от источников: ТСН 1, ТСН 2, 1Т, 2Т, КТПН-6 (ПС 220 кВ Хехцир яч.5), КТПН-10 (ПС 220 кВ Хехцир яч.20).

Питание нагрузок собственных нужд (СН) обеспечивается от четырёх трансформаторов собственных нужд по 630 кВА, работающих по схеме с явным резервом. Для обеспечения явного резерва на ПС установлены две КТПН с трансформаторами по 630 кВА, подключенные к КРУН 6 кВ и 10 кВ ПС 220 кВ Хехцир. Панели управления, защиты, щитов собственных нужд постоянного и переменного тока (ЩСН СН И ЩПТ СН) размещены в помещениях ОПУ и ЗРП. Панели щита хозяйственных нужд размещены в помещении РУ 0,4 кВ.

ПС Хехцир-2 и ПС Хабаровская являются основными нагрузочными узлами в Хабаровском крае, являющимися ключевыми точками в энергосистеме Дальневосточного округа. Как показано на рисунке 4, с Бурейской и Зейской ГЭС приходит транзитом две ВЛ-500 кВ, отходящие ВЛ-500 кВ от ПС Хабаровская идут на Хехцир-2, с транзитом до Приморского края. Как показывает практика, нарушение нормального режима работы в энергосистеме региона, может приводить к невозвратимым последствиям. В августе 2017 и 2024 года в регионе произошел так называемый «блэкаут», который повлек за собой веерные отключения по всему региону, с отключением таких городов как Уссурийск, Хабаровск, Владивосток и Находка. Сотни тысяч потребителей остались без света, когда сработала противоаварийная автоматика на линиях ВЛ 500 кВ Хехцир-2 – ПримГРЭС, ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир-2. Из этого можно сделать вывод, что повышение надежности и энергоэффективности электроснабжения на ПС Хехцир-2 остается актуальным и необходимым.

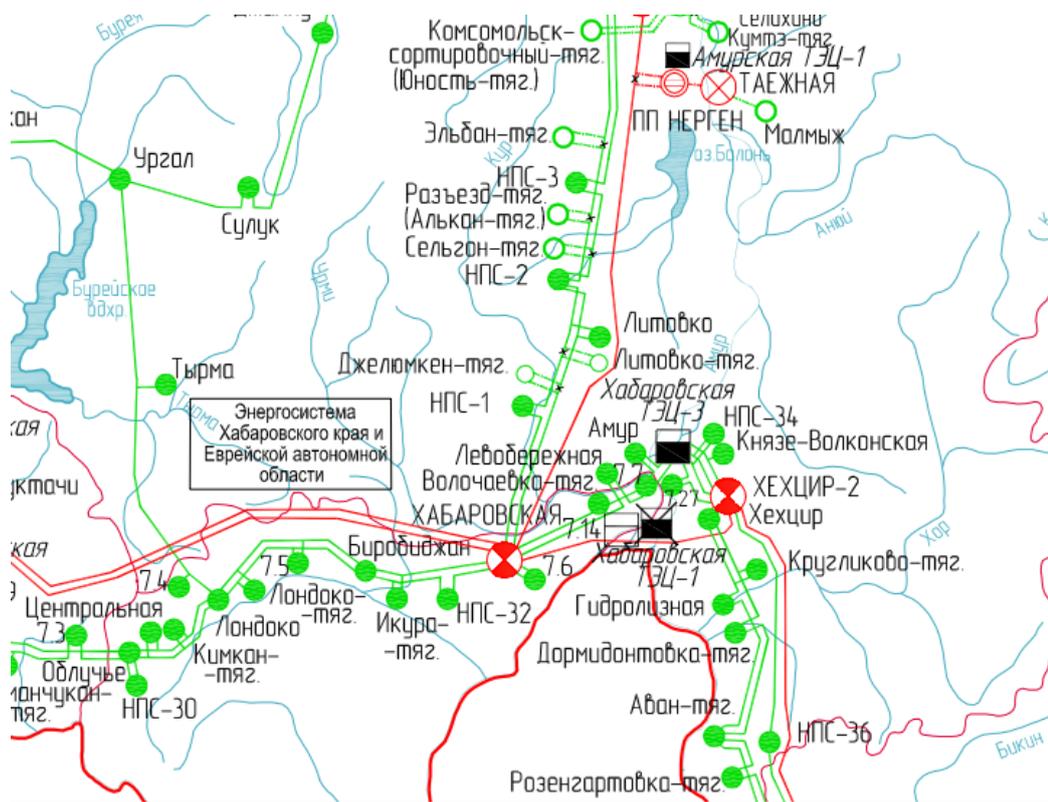


Рисунок 4 – Расположение подстанции Хехцир-2 в Хабаровском районе

Помимо надёжности работы электроустановок на подстанции Хехцир-2 остро стоит вопрос о необходимости экономии расходов на собственные нужды подстанции, поскольку имеется потребность в высвобождении электрических мощностей.

Подстанция Хехцир-2 находится в охранный зоне Большехехцирского заповедника, окруженного самим Большехехцирским заповедником и федеральным заказником Хехцир, что показано на рисунке 5. Большехехцирский заповедник – это старейший заповедник Хабаровского края, создан в октябре 1963 года. Его площадь 45 тыс. га. Большехехцирский заповедник поражает своей высокой концентрацией биологического разнообразия флоры и фауны Большого Хехцира. Федеральный заказник Хехцир создан в 1959 г. и имеет площадь 56 тыс. га. Предполагается, что применение альтернативных источников энергии на находящейся в непосредственной близости подстанции Хехцир-2, которые менее загрязняют

окружающую среду, позитивно скажется на общем фоне приносимого ущерба природе.



Рисунок 5 – Общий вид подстанции Хехцир-2

Годовая статистика по расходам электроэнергии на собственные нужды (СН) является важным экономическим показателем подстанции. Собственные нужды ПС – это совокупность вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части, обеспечивающая работу подстанции [7] [16].

«Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции необходим для обеспечения технической работы оборудования подстанции и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расчет электроэнергии регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд (ТН СН). Расход на собственные нужды (СН) регламентируется и сопоставляется с нормативами, указанными в РД

34.03.208 «Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 35-500 кВ» ». [19] [29]

ПС Хехцир-2 спроектирована по стандартизированному проекту компании ПАО «ФСК ЕЭС» Россети подстанций 500 кВ. Согласно проведенного анализа работы основного оборудования и токоприемников собственных нужд ПС Хехцир-2, можно составить следующую уточненную структуру собственных нужд подстанции (рисунок 6):



Рисунок 6 – Структура расхода электроэнергии на собственные нужды ПС Хехцир-2

Анализируя годовую статистику по расходам электроэнергии, можно выявить тренды по снижению или увеличению электроэнергии за рассматриваемый период и выявить факторы, влияющие на энергопотребление особенно значимо. Наиболее существенно на цикличность расходов электроэнергии влияет сезонность, поскольку расходы электроэнергии заметно меняются в зависимости от времени года.

Среднемесячный расход электроэнергии в 2022 г на собственные нужды подстанции (СН ПС) составил 72324 кВт×ч. Из них:

- охлаждение трансформаторов – 28206,36 кВт×ч;
- обогрев помещений – 13018,32 кВт×ч;
- обогрев оборудования – 10848,60 кВт×ч;
- системы управления ПС – 12295,08 кВт×ч;
- компрессоры – 4339,44 кВт×ч;
- освещение – 2 169,72 кВт×ч;
- прочие расходы – 2169,72 кВт×ч.

Фактический расход электроэнергии на ПС Хехцир-2 в 2022г представлен на рисунке 7.

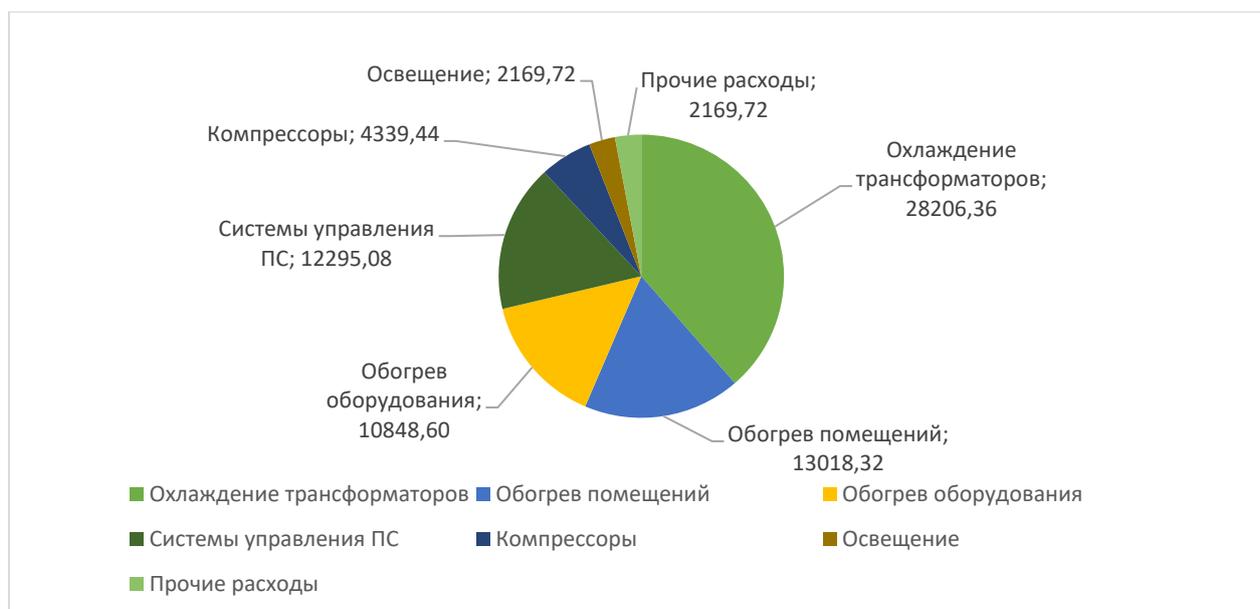


Рисунок 7 – Фактический расхода электроэнергии на ПС Хехцир-2

Рассмотрим расход энергии исходя из календарного плана и климатического периода (рисунок 8).

Максимальный расход энергии приходится на зимний период, минимальный – на летний. Пиковое значение расхода электроэнергии приходится на период с ноября по март, среднее значение составляет 132681

кВт×ч. Пиковое значение расхода электроэнергии приходится на январь и составляет 160813 кВт×ч.

Данный расход связан с тем, что в зимний период возрастает необходимость обогрева оборудования и помещений подстанций, а также с уменьшением продолжительности светового дня, что ведет к повышению затрат на освещение.

Минимальный расход электроэнергии приходится на период с апреля по октябрь, где среднее значение электропотребления составляет 29212 кВт×ч.

Минимальное значение потребляемой электроэнергии приходится на сентябрь и составляет 20347 кВт×ч.

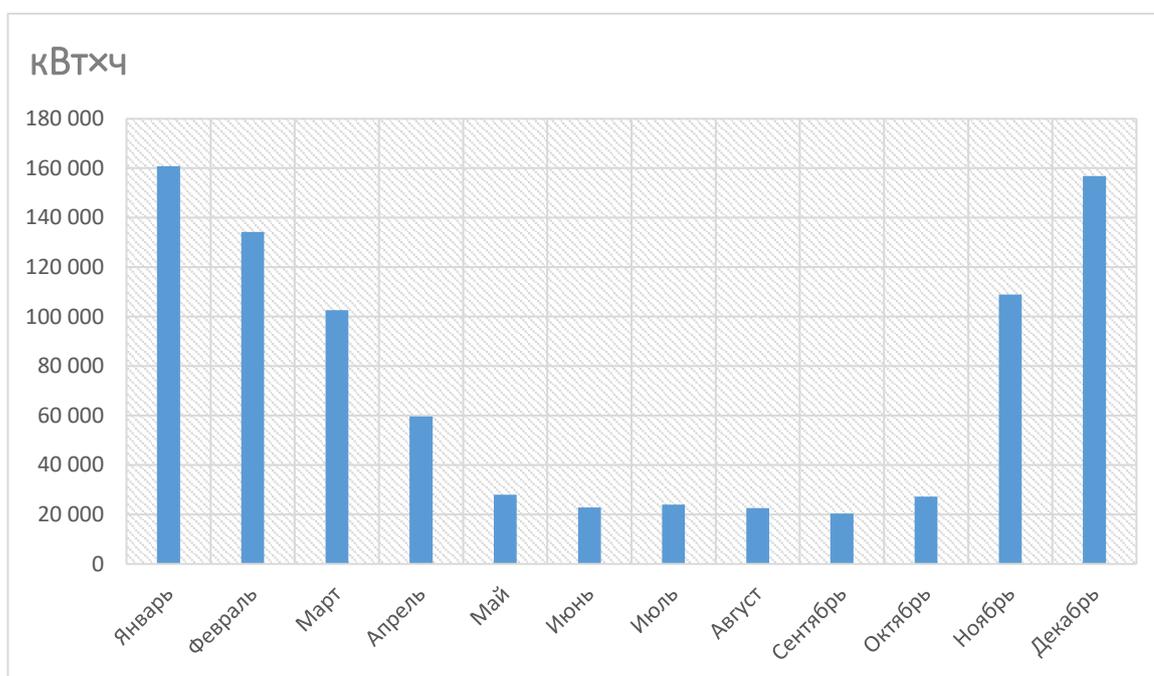


Рисунок 8 – Фактический расход электроэнергии на СН и ХН в 2022 г на ПС Хехцир-2

«Электроприемниками собственных нужд (СН) подстанции являются: цепи управления и оперативные цепи, двигатели систем охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов, релейная защита, освещение оборудования, освещение помещений и территории, аварийное освещение, электропитание связи, сигнализация и автоматика, электромагниты

коммутационных аппаратов, электроотопление и подогрев помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ, аккумуляторной, компрессорной, насосной, здания вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной), обогрев коммутационных аппаратов высокого напряжения и шкафов, находящихся на открытом воздухе, зарядно-подзарядные устройства АКБ, обогрев воздухосборников». [28]

Так же в зависимости от климатического расположения, на подстанции могут находиться электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации энергообъекта, такими, как активный отвод тепла от компонентов панели управления (условия высоких температур окружающей среды), устройства антиобледенения дорожек к оборудованию на открытых территориях и частях подстанции (в районах с интенсивными снегопадами) и т.п.

«Данные электроприемники питаются как от 380 В так и от 220 В, это зависит от технического исполнения того или иного аппарата». [28]

По режиму ответственности электроприемники собственных нужд (СН) делятся на три категории.

«Первая группа – это приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания таких электроприемников необходимо два источника питания с автоматическим включением резерва. (I категория по ПУЭ)». [28]

«Вторая группа – это приемники, отключение которых допустимо на 20-40 минут для подстанций с дежурным персоналом. Восстановление питания таких приемников осуществляется вручную (II категория по ПУЭ)». [28]

«Третья группа – приемники, отключение которых допустимо на более длительное время (III категория по ПУЭ)». [28].

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд (СН) делятся на группы, указанные в таблице 1.

Таблица – 1 Деление электроприемников собственных нужд (СН) по режиму включения

Электроприемники собственных нужд (СН)		
Постоянно включенные в сеть	Включаемые периодически в зависимости от температуры наружного воздуха, от изменения режима, при перерывах и т.д.	Включаемые во время ремонтов

Постоянно подключенные к электрической сети электроприемники включают в себя цепи оперативного управления и защиты, а именно: оперативные цепи, вспомогательные системы обеспечения теплового режима трансформаторного оборудования, средства коммуникации и диспетчеризации, электродвигатели принудительного охлаждения и циркуляционной смазки.

«Периодически включаемые приемники: электродвигатели компрессов, зарядно-подзарядные устройства аккумуляторной батареи, освещение, электрическое обогревание помещений, аппаратуры и шкафов высокого напряжения. Включаемые при ремонте приемники: электродвигатели насосов пожаротушения, маслоочистительные установки, грузоподъемники» [28].

«Электроснабжение собственных нужд (СН) должны обеспечивать не только нормальную работу всех электроприборов, входящих в электрическую цепь, включая пуск и остановку каждого механизма, но и обеспечивать устойчивую работу всей энергосистемы при возникновении различных возмущений, таких как короткое замыкание (КЗ) в сети СН и на шинах станции, отключения рабочих источников питания» [28].

Все эти возмущения приводят к колебаниям (повышению или понижению) основных компонентов сети, таких как частота и напряжение, что влияет на качество и надежность электроснабжения [14].

Рассмотрим способы повышения надежности электроснабжения:

– Внедрение и модернизация нового оборудования. Одним из наиболее эффективных методов повышения надежности является

использование современных устройств. Прогресс развития искусственного интеллекта (ИИ) позволяет автоматически регулировать нагрузку в сети в зависимости от потребляемой мощности;

- Резервирование источников питания. В случае отключения основного источника питания можно использовать резервный источник, например, такой как дизель-генераторная установка, газовая турбина или солнечные панели. Применение автономного источника энергии в случае отключения основного источника питания, позволит бесперерывно осуществлять электроснабжение;
- Оптимизация режимов работы электросетей. Рассмотрение оптимизации нагрузки на основном оборудовании, с учетом ввода новых мощностей в течение времени, например, как при строительстве новых предприятий и увеличения потребления, позволит автоматически перейти на новое соединение источники энергии для данного потребителя, с учетом резервирования;
- Внедрение возобновляемых источников энергии. Использование возобновляемых источников энергии повышает надежность за счет использования экологически чистой электроэнергии. При использовании электроэнергии с меньшим количеством преобразований и импульсов, обеспечивается стабильное и эффективное распределение электроэнергии с соблюдением основных параметров электроснабжения, таких как: частота, напряжение, качество формы сигнала, скорость реакции системы защиты и т. д.

«Возмущения колебаний и нарушения устойчивости сети особенно явно происходит при преобразовании переменного трехфазного тока в постоянный ток. Данные преобразования происходят в тиристорном зарядно-питающем устройстве (ЗПУ), который находится в щите постоянного тока собственных нужд (ЩПТ СН).» [42]

ЗПУ обеспечивает питание для различных устройств, в том числе для аккумуляторных батарей (АБ). ЗПУ используется в качестве источника стабилизированного напряжения постоянного тока и может работать в различных режимах:

- выполнять нагрузку только на АБ;
- распределять нагрузку на АБ и в сеть;
- подавать нагрузку в сеть.

Предположим, что внедрение альтернативного источника энергии перед щитом постоянного тока собственных нужд (ЩПТ СН) позволит повысить надежность источника питания собственных нужд ПС Хехцир-2.

ЩПТ СН содержит себе цепи управления, релейную защиту (РЗА) и автоматику, сигнализацию, аварийное отключение и работает от источника постоянного тока. Для поддержания постоянного энергопотребления данной системы необходимо наличие стабильного источника постоянного тока, который обеспечит функционирование всей подстанции, включая режимы полного обесточивания трансформаторной подстанции (ТП).

Годовой график по продолжительности нагрузок потребляемой мощности ЩПТ СН постоянного тока приведен на рисунке 9.



Рисунок 9 – График потребляемой мощности ЩПТ СН постоянного тока на ПС Хехцир 2

Потребители собственных нужд, работающие на постоянном токе, находящиеся в панелях распределения №1 и №2 ЩПТ ПС 500 кВ Хехцир-2 указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Потребители собственных нужд ПС Хехцир-2 на постоянном токе

Потребитель
ЗРП. Шкаф питания №20 оперативным током цепей защит
ЗРП. Шкаф питания №26 оперативным током цепей управления
ОПУ. Шкаф питания №14 оперативным током цепей защит
ОПУ. Шкаф питания №15 оперативным током цепей управления
ОПУ. Шкаф питания №34 цепей блокировки разъединителей S1
Питание №2 ШОТ (шкаф №42)
Питание блока аварийного освещения №1
ЗРУ-10 кВ. шк №1 Переключатель групп
ЗРП. Силовой щит (АСУТП) №5
ОПУ. Силовой щит (АСУТП) №4
ОПУ. Зал РЗА шк. №72 ШСО 2

«Номинальная мощность проектируемой солнечной подстанции будет опираться на два критерия:

- максимальная допустимая нагрузка на ЩПТ СН постоянного тока;
- территориальная допустимость применения солнечных панелей для солнечной электростанции.» [5]

Исходя из графика потребляемой мощности ЩПТ СН (рисунок 8) можно сделать вывод, что мощность новой проектируемой солнечной подстанции (на основании P_{\max}) будет составлять 12295,08 кВт×ч.

1.3 Сравнительный анализ существующих моделей солнечных электростанций и выбор альтернативного источника питания ЩПТ СН

Рассмотрим существующие варианты альтернативных (возобновляемых) источников энергии, которые могут быть использованы для ЩПТ СН постоянного тока и подберем ВИЭ, который будет наиболее приемлемым для ПС Хехцир-2.

«Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) включают в себя энергию солнца, ветра, геотермальных вод, сточных вод, морских приливов, энергии волн (рек, морей, океанов), биомассы, биогаза, газа, выделяемого отходами производства, газа, образующегося на угольных разработках.» [27]

Применение ВИЭ активно развивается в России и во всем мире. Согласно мировой статистике, увеличивается не только производительность источников электроэнергии, но и ведется постоянное развитие новых технологий, связанных с генерированием электроэнергии [1] [31] [45] [36]. Глобальные тренды развития ВИЭ даны в докладе Международного энергетического агентства (МЭА) от 11 января 2023 года. По прогнозам, прирост мощностей по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии достигнет почти 710 ГВт в 2028 году [35].

Стоит отметить, что пока при производстве электроэнергии, идущей на производственные и бытовые нужды, ключевую роль традиционные источники энергии такие как нефть, природный газ и уголь [34]. Затраты на строительство новых подстанций в том числе с применением ВИЭ велики. При планировании нового строительства затратным также является такой ресурс как время, включающий в себя время на согласование земельного участка и на проектирование системы электроснабжения. Возможно, по этому вопрос модернизации существующих энергообъектов с применением ВИЭ стоит особенно актуально [41].

С учетом расположения ПС Хехцир-2, можно предположить, что для питания собственных нужд подстанции подойдет возобновляемый источник, преобразующий энергию Солнца.

«Солнечная энергия – это процесс преобразования электромагнитного излучения Солнца в электрическую энергию с помощью фотоэлектрического эффекта. Солнце является основным источником энергии, при этом на 1 м² поверхности Земли ежегодно приходится около 342 Ватт солнечной энергии.» [6].

Ученый Эдмон Беккерель определил, что солнечный свет может увеличить выработку электроэнергии, если поместить два металлических электрода в проводящий раствор [32].

«Чарльз Фриттсом в 1883 году изобрел первую солнечную панель. Он использовал селен на тонком слое золота для создания такой солнечной панели, данная панель вырабатывала всего 1% КПД и была не самой практичной, ввиду использования дорогостоящего золота.» [33]

На рисунке 10 показана солнечная панель 1884 года, при производстве которой использовалось золото.

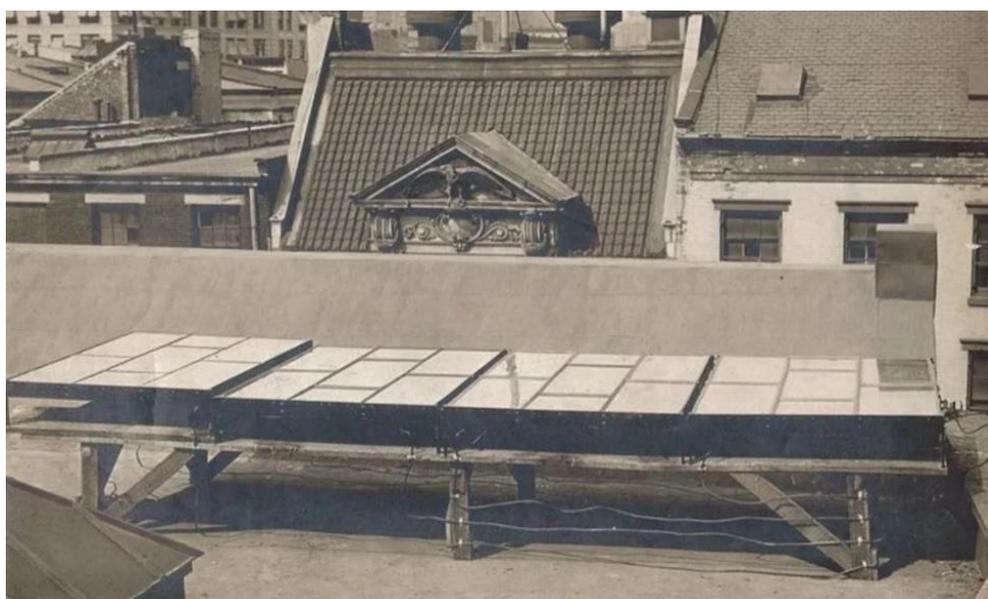


Рисунок 10 – Солнечная панель с использованием золота в 1884 году

Используемые сегодня солнечные панели во много раз превышают свою экономическую эффективность и изготавливаются из кремния» [44].

Преобразование солнечного света в электрическую энергию с использованием кремния было изобретено Кэвлингом Фуллером, Джеральдом Пирсоном и Дэрилом Чапином в 1954 году, что привело к созданию фотоэлектрического элемента. Принцип генерации электрической энергии с применением панелей на фотоэлементах показан на рисунке 11.

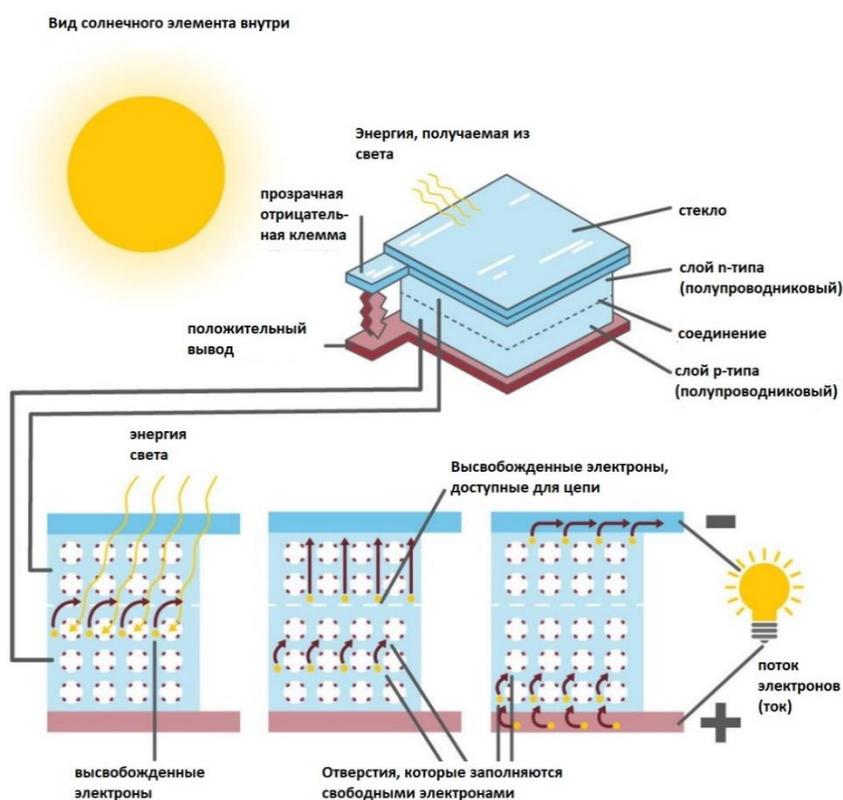


Рисунок 11 – Принцип работы солнечных панелей на фотоэлементах

Различают следующие технологии производства солнечных панелей. PERC (англ. Passivated Emitter Rear Cell) – это технология, разработанная примерно в 1980 году, продолжает первичную технологию Al-BSF (Back Surface Field) с алюминиевым покрытием тыльной поверхности. Такое покрытие необходимо для уменьшения рекомбинации носителя заряда и является защитной пленкой, создающей внутреннее электрическое поле.

Диэлектриком в такой панели выступал слой оксида титана TiO_2 . Внутренняя часть состояла из кремния Si. При этой технологии были свои минусы, а именно замыкания тока из-за возможного перехода электронов из верхнего слоя, нагрев солнечной панели и использование только верхнего слоя солнечной панели [2]. В связи с этим, данная технология успешно модернизировалась в PERC-технологии нанесения на покрытие солнечной панели нитрида кремния. Диэлектрический слой в данном случае делают с отверстиями, нанесенными лазером, который находится между алюминием и кремнием (показано на рисунке 12). Слой диэлектрика пропускает свет и увеличивает эффективность полученных электронов. Предел эффективности у технологии PERC составляет около 20% [43] [44]. Гарантия на выработку составляет до 25 лет [25].

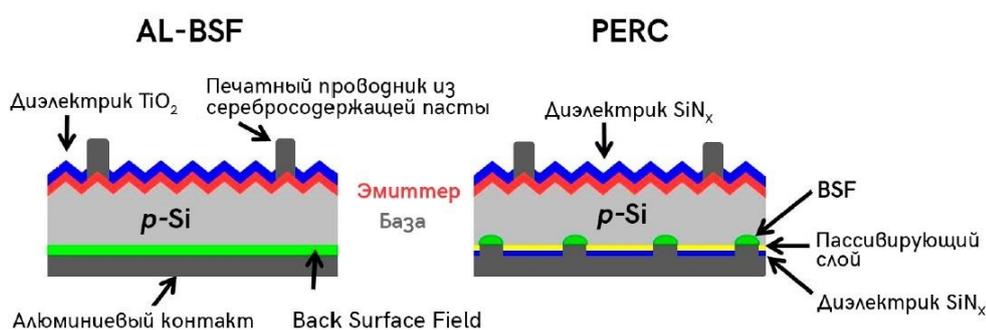


Рисунок 12 – Технология PERC

HJT (англ. Heterojunction technology) – данная технология предоставляет собой технологию гетероперехода с тонким внутренним слоем аморфного кремния по обе стороны ячейки, состоящей из обычного кристаллического кремния и появилась она также в 80-х годах двадцатого века. Это – совмещенная технология, в которой есть как и кристаллические элементы, так и тонкопленочные поверхности. За счет преобразования аморфного кремния, такая технология имеет более высокие удельные капитальные затраты, но в перспективе вырабатываемая мощность энергии обеспечивает большую

выработку, чем у PERC. Данная технология сильно отличается от технологии PERC, это показано на рисунке 13.

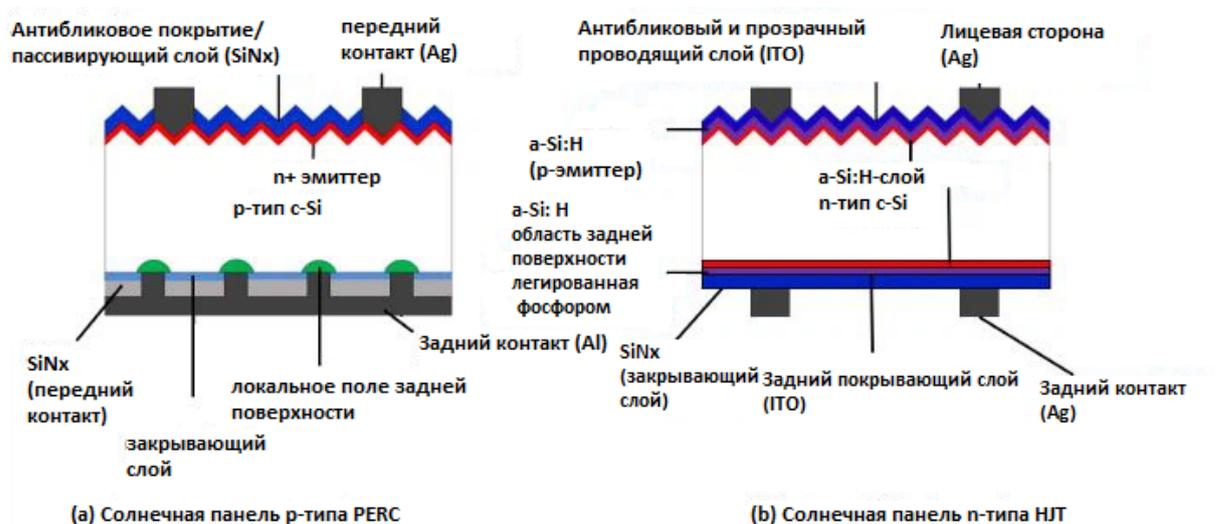


Рисунок 13 – Структура HJT-панели и сравнение с PERC-панелью

Примечательно, что патент на такие солнечные панели получила российская компания Хевел. Предел эффективности у HJT составляет 26,56%. Еще одним из преимуществ данной технологии является низкий температурный коэффициент, который позволяет производить больше солнечной энергии при больших температурах окружающей среды.

TOPCon (англ. Tunnel Oxide Passivated Contact) – технология является продолжением технологии PERC, за счет увеличения производительности эффективности ячейки кристаллического кремния. Она позволяет уменьшить потери на р-п переход в элементе, а также на данный момент максимально использовать фронтальную сторону поверхности солнечной панели, за счет нанесения сверхтонкого оксидного слоя, который удерживает солнечный свет более эффективно (особенно отражая, например, белый свет снежного покрова) (показано на рисунке 14).

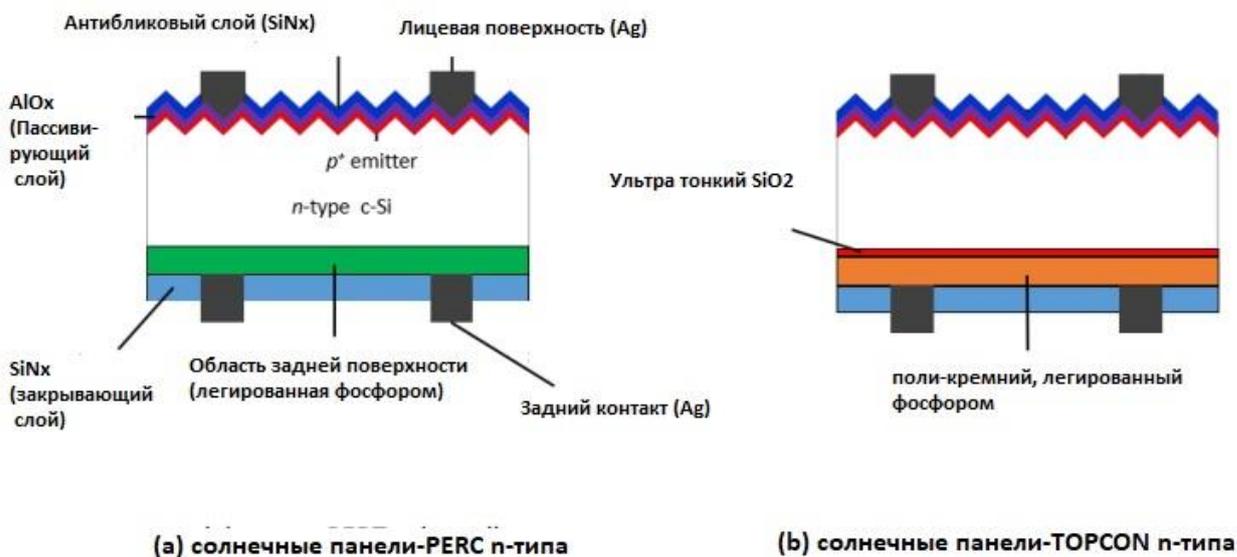


Рисунок 14 – Солнечная панель TOPCon и сравнение с PERC

Данная технология была предложена немецким солнечным исследовательским институтом Fraunhofer ISE в 2014 году и используется китайскими производителями с 2019 года. Основной принцип работы показан на рисунке. Основным преимуществом данной технологии является легкая модернизация существующих панелей PERC, а это значит, что трудозатраты на их производство значительно меньше, ввиду отсутствия необходимости производства новых видов работ. Недостатком данных панелей является большой расход серебра, что приводит к более высокой цене производства, но при этом эффективность в 26,10% и снижение производственных затрат значительно компенсируют данный недостаток.

«К 2031 году ожидается, что производство солнечных элементов на основе структур PERC/TOPCon достигнет 80%, а доля солнечных элементов с гетеропереходом таких как HJT будет составлять 15%» [37].

«Стоимость монтажа солнечных панелей в 2023 году снизилась почти на 50%, по прогнозам, данный показатель будет так же снижаться. Это связано с тем, что на мировом масштабе рост производственных мощностей

электроэнергии добываемых с помощью фотоэлектрических модулей увеличивается. Соответственно, чем больше спрос и рост производства, тем меньше стоимость одной солнечной панели» [22].

Так как реализация проекта по установке возобновляемого источника энергии (ВИЭ) для питания собственных нужд подстанции 500 кВ Хехцир-2 направлена на повышение устойчивости и надежности функционирования режимного объекта за счет диверсификации источников электропитания, необходимо рассмотреть вопрос бесперебойного питания и поступления в сеть электроэнергии как днем, так и ночью. В целом на сегодняшний день, можно рассмотреть два типа резервирования источника ВИЭ – это установка дизельного генератора и аккумуляторные батареи. Так как установка дизельного генератора экономически невыгодна и не является экологичной, для повышения надежности энергосистемы будем использовать аккумуляторные системы для накопления энергии и передачи ее в сеть. В моменты повышенных нагрузок и при пасмурной погоде аккумуляторные батареи так же могут способствовать более стабильной и надежной работе энергосистемы. Изначально, высокая стоимость аккумуляторных систем не позволяла использовать их повсеместно, но сейчас этот вопрос вполне возможен за счет литий-ионной технологии. «Стоимость таких установок уменьшилась на 23% за период с 2010 по 2015 год» [42].

Выполним анализ существующих проектных решений по внедрению ВИЭ на другие электроэнергетические объекты для подтверждения целесообразности использования аналогичных решений для ПС 500 кВ Хехцир-2. Широкую известность получил национальный проект «Энергоэффективная подстанция», утвержденный МинЭнерго в 2017 году. В целом данный проект направлен на увеличение энергоэффективности и экологичности существующих и новых энергообъектов. Основным направлением проекта является снижение собственных нужд (СН) на подстанциях. Сроки реализации, бюджет и ожидаемый эффект указан в таблице 3.

Таблица 3 – Контрольные пункты проекта «Энергоэффективная подстанция»

Период реализации проекта	2018-2026 г.г.
Бюджет проекта	2,4 млрд.руб
Сокращение потерь электроэнергии	До 3 %
Уменьшение капитальных затрат на СН ПС	До 20 %
Уменьшение потребления электроэнергии СН ПС	на 50 %
Снижение выбросов CO ₂	До 2 %

Одним из направлений национального проекта «Энергоэффективная подстанция» является частичный перевод СН ПС Астрахань 500 кВ на ВИЭ, фото опытного образца указано на рисунке 15.



Рисунок 15 – Опытный образец энергоэффективной подстанции ПС Астрахань

В частности, для повышения надежности СН ПС Астрахань 500 кВ предложено использовать комбинированный тип ВИЭ, включающий в себя энергию ветра и солнечную энергию. Для обеспечения круглосуточного бесперебойного питания предусмотрена установка накопительных систем, которые будут аккумулировать электроэнергию и выдавать её в случае, если тот или иной источник не будет поставлять необходимое количество энергии в сеть. Общая мощность генерирующей установки равна 56,3 кВт [20] .

«Опытный образец включает в себя следующее:

- фотоэлектрические модули на стационарной конструкции, 22,8 кВт, 60 панелей;
- фотоэлектрические модули на одноосевом трекере, 15,2 кВт, 40 панелей;
- фотоэлектрические модули на двухосевом трекере, 13,3 кВт, 35 панелей;
- ветроэнергетическую установку 5 кВт;
- СНЭЭ, 15 кВт, 4 шт.
- программное обеспечение (система мониторинга ВИЭ, база данных, Master-SCADA)» [3].

«За прошедший период опытно-промышленной эксплуатации опытный образец вырабатывал в среднем за летний месяц 8–9 тыс. кВт·ч, или около 12% СН ПС в летние месяцы.» [3]

В качестве использования данной системы на ПС Хехцир-2, выявляются следующие недостатки опытного образца, а именно:

- малая мощность выработки электрической энергии за счет ВИЭ. Предполагается, что разрабатываемый источник будет увеличивать процент покрытия СН ПС на ПС Хехцир-2, за счет применения более современных технологий использования солнечных панелей и новой системы аккумуляторных батарей.
- отсутствие возможности применения ветряной установки за счет умеренного муссонного климата. Астраханская область и Хабаровский край находятся в разных климатических широтах и применение ветроэнергетической установки невозможно, за счет достижения порывов ветра в Хабаровском крае до 11–14 м/с.
- наибольшее значение выработанной электрической энергии составило с использованием стационарных панелей, при этом в проекте

используются, кроме этого, панели с функцией слежения за солнцем с помощью трекеров, что нецелесообразно повышает стоимость ВИЭ.

– не произведен анализ частного влияния сети при переходе из постоянного тока в переменный и обратно. Вероятно, данные помехи будут мешать поступлению синхронной мощности электроэнергии.

Проанализируем ещё один пример внедрения ВИЭ. 9 мая 2024 года АО «Сетевая компания» анонсировала модернизацию ПС 500 кВ Киндери (Казанские электрические сети), с вводом в эксплуатацию ВИЭ, а именно солнечных батарей, установленных на крыше одного из зданий подстанции (показано на рисунке 16) [25]. Данное ВИЭ служит для покрытия части СН ПС. ВИЭ включает в себя 103 солнечные панели мощностью 500 Вт каждая. Планируемая выработка в год составляет 59 МВтч.



Рисунок 16 – Солнечная подстанция для обеспечения СН ПС Киндери

Уточненная информация по технологии применения и энергоэффективности ВИЭ отсутствует, но основной критический момент – это расположение солнечных панелей на крыше здания. Как было показано на рисунке – основных ключевых зданий с большой площадью крыши нет на ПС Хехцир-2, ввиду этого, применение данного проекта на Хехцир-2 невозможно.

Из проектов внедрения СЭС на существующие энергообъекты, так же хочется отметить один передовой проект, находящийся на Дальнем Востоке. 11 Августа 2020 года на Нижне-Бурейской ГЭС, находящейся в Амурской области, установили первую в России наплавную солнечную электростанцию для обслуживания собственных нужд Нижне-Бурейской ГЭС (показана на рисунке 17, 18). До этого, в 2019 году экспериментально на ГЭС были установлены фотоэлектрические модули на территории ГЭС (рисунок 17). Фактически, это сделало ГЭС первой в России Гидро-Солнечной электростанцией (ГСЭС).



Рисунок 17 – Солнечная понтонная электростанция на Нижне-Бурейской ГЭС

Вся установка включает в себя: на понтонном модуле 140 фотоэлементов, площадью 475 м^2 и вырабатываемой мощностью 54 кВт. На территории ГЭС установлены фотоэлектрические модули мощностью 1275 кВт и занимаемой площадью 6700 м^2 .

На данном этапе солнечная электростанция работает как опытный образец. В ближайшем будущем, после завершения испытаний, проектная СЭС на базе Нижне-Бурейской ГЭС сможет обеспечивать частично СН электростанции.



Рисунок 18 – СЭС на базе Нижне-Бурейской ГЭС

Солнечную электростанцию устанавливала компания «Хевел», которая занимается производством и поставкой солнечных панелей на базе НТ-технологии. На основе визуальной оценки можно сделать вывод, что площадь, занимаемая СЭС достаточно велика. Желательно, чтобы проектируемый ВИЭ на ПС Хехцир-2 обладал меньшими габаритами. Компактный ВИЭ является более перспективным решением для внедрения на любых других подстанциях аналогичных классов напряжения 220–500 кВ.

Вывод по главе 1.

С целью повышения энергоэффективности собственных нужд ПС 500 кВ «Хехцир-2» обосновано применение альтернативного (возобновляемого) источника питания. Для альтернативного электроснабжения выбран щит постоянного тока собственных нужд (ЩПТ СН).

С учетом технических и климатических особенностей ПС 500 кВ «Хехцир-2» решено ВИЭ проектировать на новейших солнечных панелях типа TOPCon без тиристорного ЗПУ, что позволит минимизировать площадь для размещения солнечной электростанции.

2 Разработка проекта альтернативного источника энергии для ЩПТ СН ПС Хехцир-2

2.1 Оценка эффективности использования альтернативного источника питания на ПС Хехцир-2

Хабаровский край в зимнее время года имеет малую инсоляцию из-за короткого светового дня. С помощью программного комплекса «PVSyst» убедимся, что использование солнечных панелей как альтернативного источника питания ЩПТ СН «Хехцир-2» будет эффективным. Данный программный комплекс оценивает уровень инсоляции как на наклонную, так и на горизонтальную поверхность, с учетом реальной облачности за каждый час и месяца рассматриваемого года. Так как в декабре в Хабаровском крае световой день самый короткий, то для программирования и оценки эффективности будем рассматривать этот месяц.

Программный комплекс «PVSyst» использует данные с нескольких метеоисточников, таких как NASA-SSE [38] и Meteonorm [40]. Для моделирования зададим географические координаты (параметры) нахождения солнечной станции. Принцип задания координат отражен на рисунке 19.

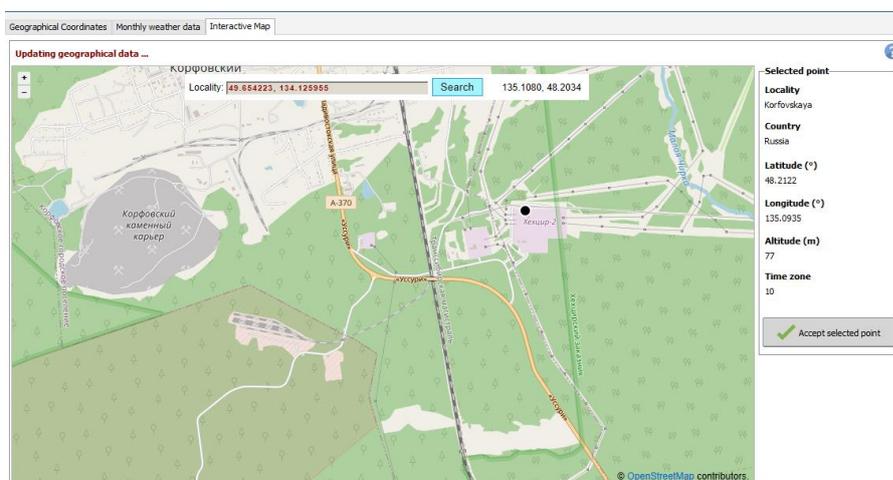


Рисунок 19 – Выбор координат нахождения солнечной электроустановки

После выбора координат программа загружает данные из метеостанций и моделирует излучение солнечной радиации в данной местности, а также показывает перспективы выработки мощностей от солнечных панелей. Этот этап работы программы изображен на рисунке 20.

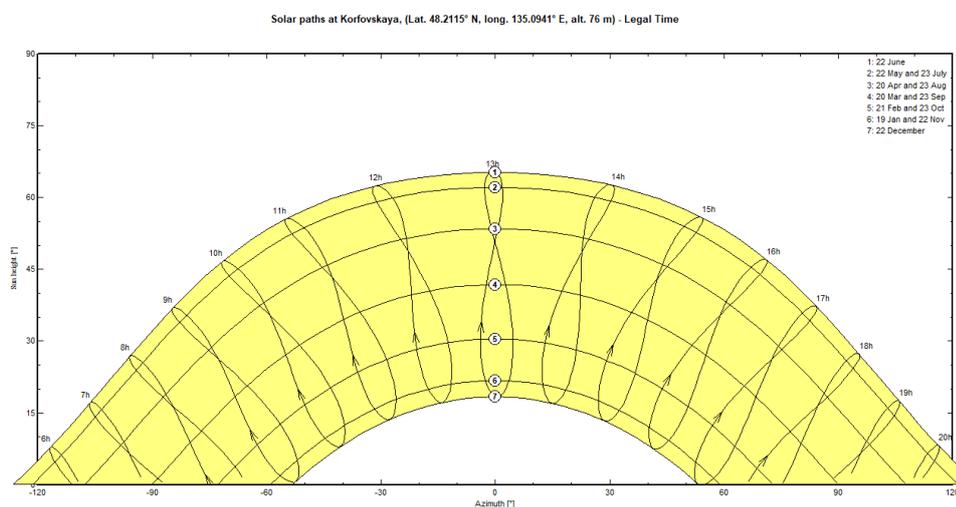


Рисунок 20 – Изображение солнечного пути с помощью моделирования в программе «PvSyst»

На основании полученных данных о поступлении солнечной энергии построим график с распределением по месяцам (изображен на рисунке 3). Проанализировав данный график, можно сделать вывод, что наименьшим солнечным излучением обладает декабрь (среднее значение 20 кВт/м^2). Таким образом, в декабре получение энергии от солнечных панелей будет менее эффективно, но вполне достаточно для резервирования ЩПТ СН ПС «Хехцир-2».

Построим график инсоляции солнца, информация из которого будет необходима для проектирования солнечного источника питания ЩПТ СН. График солнечной инсоляции показан на рисунке 21.

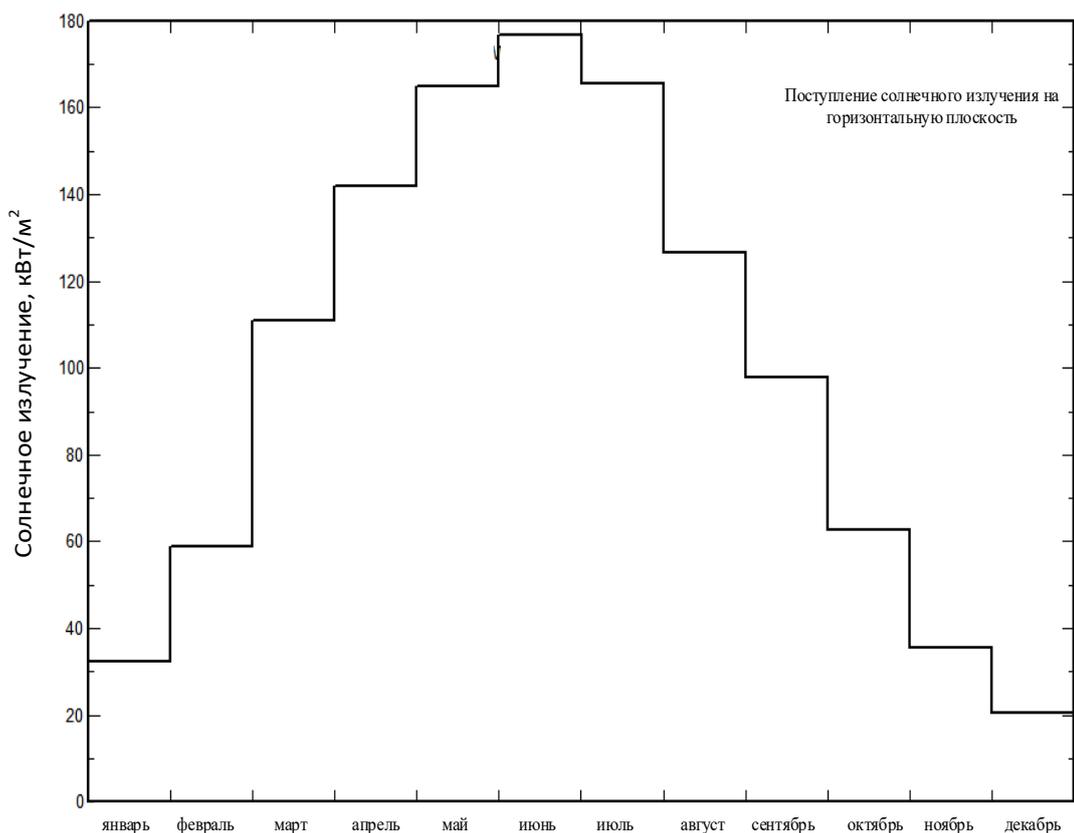


Рисунок 21 – График солнечной инсоляции по месяцам полученный в программе «PvSyst»

Подробно рассмотрим почасовые значения солнечной инсоляции, представленные в таблице 4.

Таблица 4 – Почасовое значение солнечной инсоляции в декабре

Интервал	Солнечной излучение, Вт/м ²
00-00	0
01-00	0
02-00	0
03-00	0
04-00	0
05-00	0
06-00	0
07-00	0
08-00	0
09-00	6,9
10-00	75,9
11-00	122

Продолжение таблицы 4

Интервал	Солнечной излучение, Вт/м ²
12-00	146,4
13-00	148
14-00	105,3
15-00	46,7
16-00	0,3
17-00	0
18-00	0
19-00	0
20-00	0
21-00	0
22-00	0
23-00	0

Исходя из данных, указанных в таблице 4, можно сделать вывод, что работа солнечных панелей будет длиться семь часов. В оставшееся время, а именно 15 часов, необходимо аккумулировать (запасать) энергию в аккумуляторах и использовать её для бесперебойного обслуживания сети.

Рассмотрим данные поступлений солнечной радиации за год в Хабаровском крае, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Поступление солнечной радиации за год

Месяц	Солнечное излучение, кВт/м ²
Январь	39,3
Февраль	73,6
Март	145,7
Апрель	201,8
Май	273,7
Июнь	269,2
Июль	263,1
Август	231,2
Сентябрь	184,4
Октябрь	102,3
Ноябрь	71,9
Декабрь	41,5
За весь год	1897,7

Проанализировав поступление солнечной радиации в заданных координатах, можно сделать вывод, что установка солнечных панелей в системе солнечной подстанции в Хабаровском крае возможна. Для обеспечения качественного электроснабжения произведем расчет технических параметров и подбор необходимого оборудования.

Внедрение ВИЭ в систему собственных нужд подстанции осуществляем в виде замены питания одной из секций щита ЩПТ СН, питающейся ТСН, на систему генерации, состоящей из системы солнечных панелей. При такой замене источника генерации необходимо так же осуществлять резервирование данной цепи, для бесперебойного электроснабжения, в данном проекте будем использовать накопитель энергии (аккумуляторную систему).

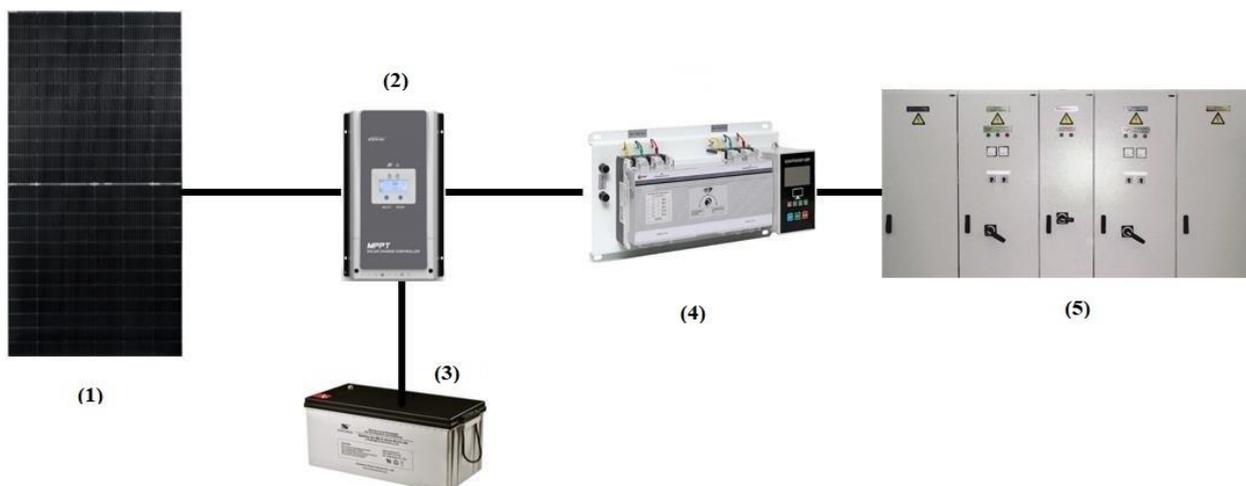
Расчет необходимого количества потребляемых ресурсов при проектировании резерва источника генерации секции щита ЩПТ СН произведем на основании потребляемой нагрузки из сети. Внешний вид ЩПТ СН можно видеть на рисунке 22.



Рисунок 22 – Внешний вид ЩПТ СН ПС Хехцир-2

Исходя из анализа потребления системой собственных нужд, выполненного в главе 1 (рисунок 9), делаем вывод, что потребляемая энергия на секцию ЩПТ СН в среднем за месяц составляет 10600 кВт×ч; при этом максимальная потребляемая энергия сети в месяц составляет 12295,08 кВт×ч.

Технологическая схема установки генерации солнечной энергии представлена на рисунке 23.



- 1 – солнечная панель; 2 – контроллер заряда-разряда;
3 – аккумулятор; 4 – блок автоматического ввода резерва;
5 – потребители электрической энергии

Рисунок 23 – Технологическая схема установки солнечной генерации.

Рассмотрим детально каждый элемент проектируемого альтернативного источника энергии для шкафа ЩПТ СН.

2.2 Выбор солнечных панелей

На основе анализа существующих технологий преобразования солнечной энергии в электрическую, выполненного в главе 1, принято решение использовать солнечные панели с технологией преобразования TopCON.

При проектировании альтернативного источника питания ЩПТ СН будем использовать инновационные монокристаллические солнечные панели компании SilaSolar 580/725 Вт TopCON Bifacial. Данные солнечные панели обладают высокой эффективностью за счет двухстороннего поглощения солнечной энергии. При их правильной установке электроэнергия будет вырабатываться с обеих сторон, что увеличивает общую генерацию электричества. Дополнительным преимуществом панелей выбранного типа является то, что с задней стороны панель может поглощать солнечный свет, отраженный от белых поверхностей (снег, краска, песчаный или каменистый грунт). Известно, что в Хабаровском крае количество осадков снега в зимний период находится на высоких отметках, и в данном случае это будет только повышать энергоэффективность солнечной установки. Прирост вырабатываемой электрической энергии при использовании солнечных панелей с технологией TopCON Bifacial на различных отражающих поверхностях указан на рисунке 24.

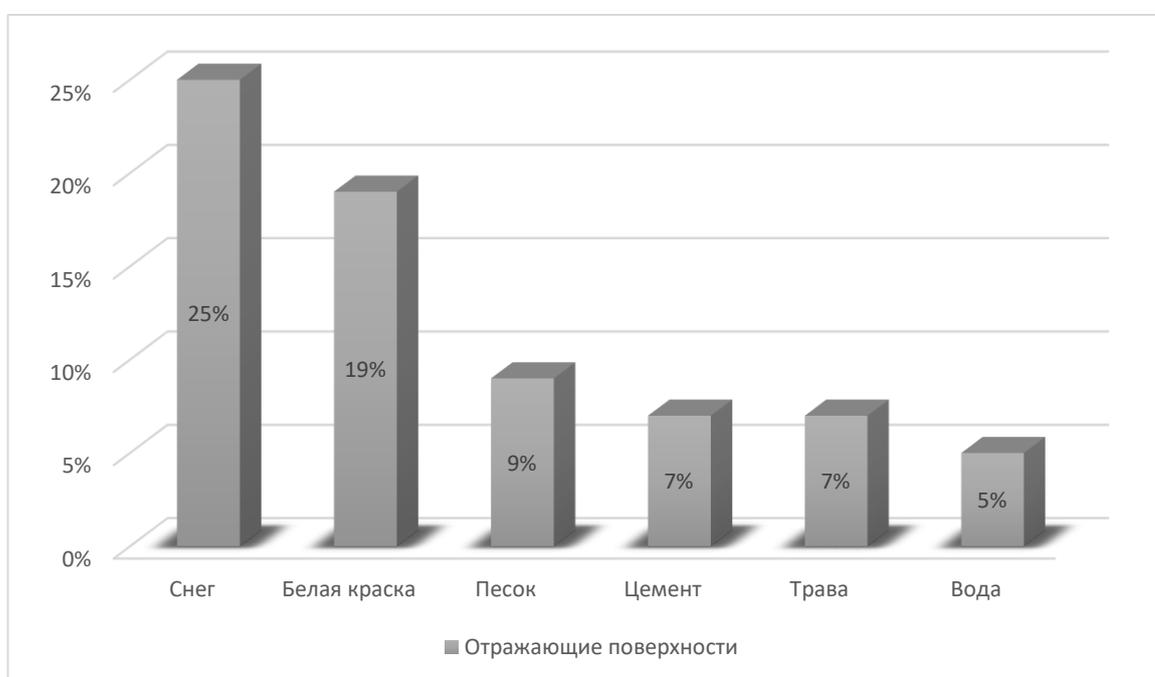


Рисунок 24 – Прирост вырабатываемой электрической энергии в зависимости от отражающих поверхностей

Технические характеристики солнечных панелей SilaSolar 580/725 Вт TopCON Bifacial указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики солнечных панелей SilaSolar 580/725 Вт TopCON Bifacial

Общие технические характеристики	
Модель	SilaSolar 580Вт TOPCon 16BB (Bifacial)
Тип	Монокристаллический TOPCon (TP Bifacial)
Мощность (Pmax)	580 Ватт / 725 Ватт
Количество элементов	144шт (12×12)
Напряжение холостого хода (Voc)	51,06 В
Рабочее напряжение (Vmp)	42,37 В
Ток короткого замыкания (Isc)	14,46 А
Рабочий ток (Imp)	13,69 А
Максимальное напряжение системы	1500 В
Эффективность модуля, %	22,50 / 26,7
Солнечный элемент	16BB TOPCon Half-cells
Срок службы:	
Срок службы	не менее 30 лет
Падение мощности за 12 лет	не более 10%
Падение мощности за 30 лет	не более 15%
Гарантия	12 лет
Прочие характеристики:	
Материал рамки	Анодированный алюминиевый сплав
Переднее стекло	Антибликовое, текстурированное, закаленное ударопрочное 3.2мм
Класс	Grade A
Класс электрической защиты	II
Класс защиты от огня	C
Количество диодов, шт	3 (макс 25А)
Провода 2,9 м и 1,45 м с конекторами MC4	Есть
Ветровая нагрузка	до 2400Па (244 кг на квадратный метр)
Снеговая нагрузка	до 5400Па (550 кг на квадратный метр)
Градоустойчивость	Макс. диаметр 25мм, макс. скорость 83 км/ч
Сертификаты	TUV:IEC 61215 Edition II / IEC 61730 I and II
Рабочая температура	от -40°C до +85°C
Длина	2278 мм
Ширина	1134 мм
Высота	30 мм
Общая площадь	2,58 м ²
Вес	28,4 кг

Выбранные солнечные элементы с учетом климатического расположения и широты необходимо устанавливать под углом 48°, при этом установка солнечных панелей в такой конфигурации даст возможность вырабатывать максимальную мощность в облачную погоду и не производить отчистку от снега вручную.

Смоделируем в программном комплексе «PVSyst» среднее количество пикочасов за год. Результаты предоставлены в таблице 7.

Таблица 7 – Количество пикочасов за год

Месяц	Пикочасы
Январь	4,2
Февраль	4,3
Март	5,8
Апрель	6,1
Май	6,8
Июнь	6,9
Июль	6,8
Август	6,5
Сентябрь	5,8
Октябрь	5,2
Ноябрь	4,6
Декабрь	4,1
Среднее:	5,6

Солнечные модули планируется установить в свободном месте на территории ПС 500 кВ «Хехцир-2», поэтому необходимая площадь для проектирования солнечной подстанции ограничена существующей свободной территорией. На рисунке 25 схематично показан принцип установки солнечных панелей.

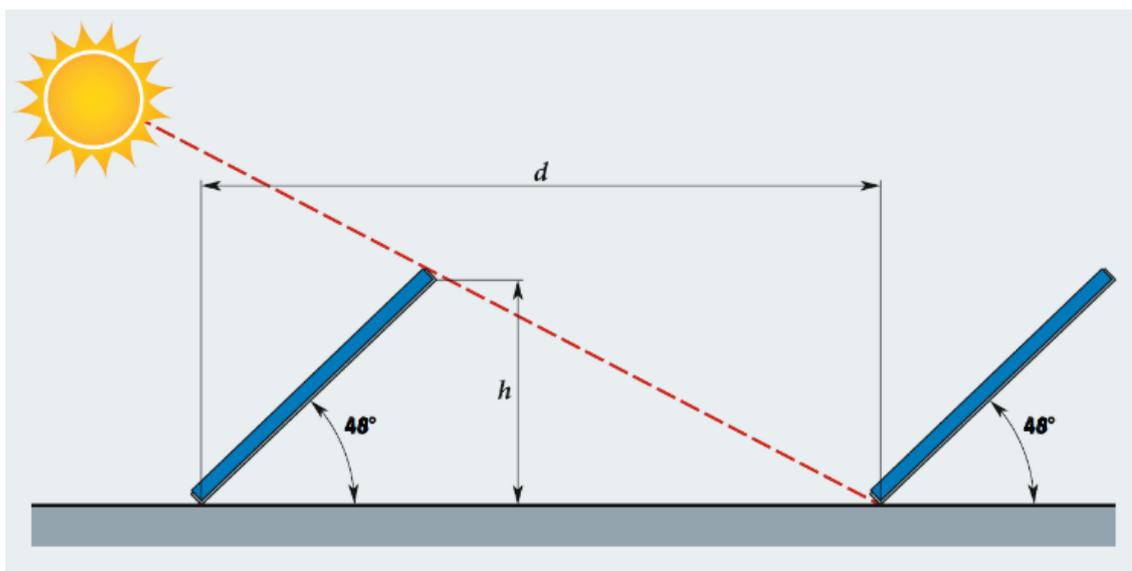


Рисунок 25 – Принцип установки солнечных панелей на территории ПС 500 кВ «Хехцир-2»

«Для предотвращения затемнения солнечных панелей, следующих в рядах друг за другом, рекомендуется устанавливать их на расстоянии в 1,6 раза больше высоты солнечной панели.» [26].

Выбираем расстояние между солнечными панелями одного ряда, равным 3,63 м.

Свободная площадь для расположения солнечных панелей на подстанции «Хехцир-2» составляет $S_{СП} = 375 \text{ м}^2$.

Исходя из площади одной солнечной панели, рассчитаем возможную конфигурацию солнечной электростанции в целом:

$$N_{СП} = \frac{S_{СП}}{S_{СП1}}, \text{ где} \quad (1)$$

Количество солнечных панелей $N_{СП}$, $S_{СП1}$ – площадь одной панели,

$$N_{СП} = \frac{375}{2,58} = 144 \text{ шт.}$$

С учетом выбранных расстояний между панелями, на свободной площади, можем установить три ряда солнечных панелей по 48 модулей в каждом. Схема установки солнечных панелей изображена на рисунке 26.

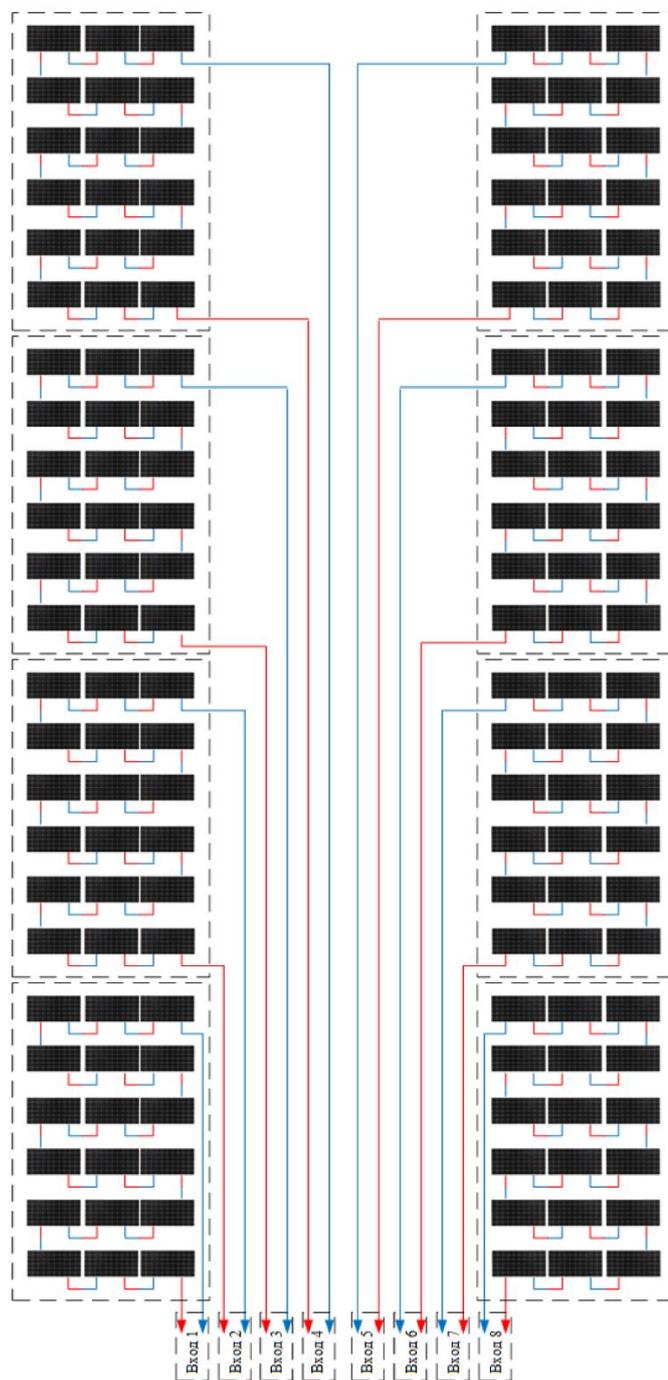


Рисунок 26 – Схема установки фотоэлектрических модулей

Количество энергии, выдаваемой отдельными солнечными панелями, необходимо суммировать через специальные устройства – коммутационные шкафы постоянного тока (КШПТ), которые также осуществляют контроль допустимых значений потока поступающей энергии от фотоэлектрических панелей.

Произведем расчет выработки электроэнергии солнечным источником энергии с помощью online-калькулятора на сайте компании «E-solarpower». Полученные данные указаны в таблице 6 и на рисунке 27.

Мощность проектируемого ВИЭ равна 113320 Вт.

Среднегодовая выработка электроэнергии от солнечных панелей в условиях Хабаровского края равна 384,40 кВт×ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год – 140229,41 кВт×ч.

Занимаемая площадь солнечного источника энергии – 371,52 м².

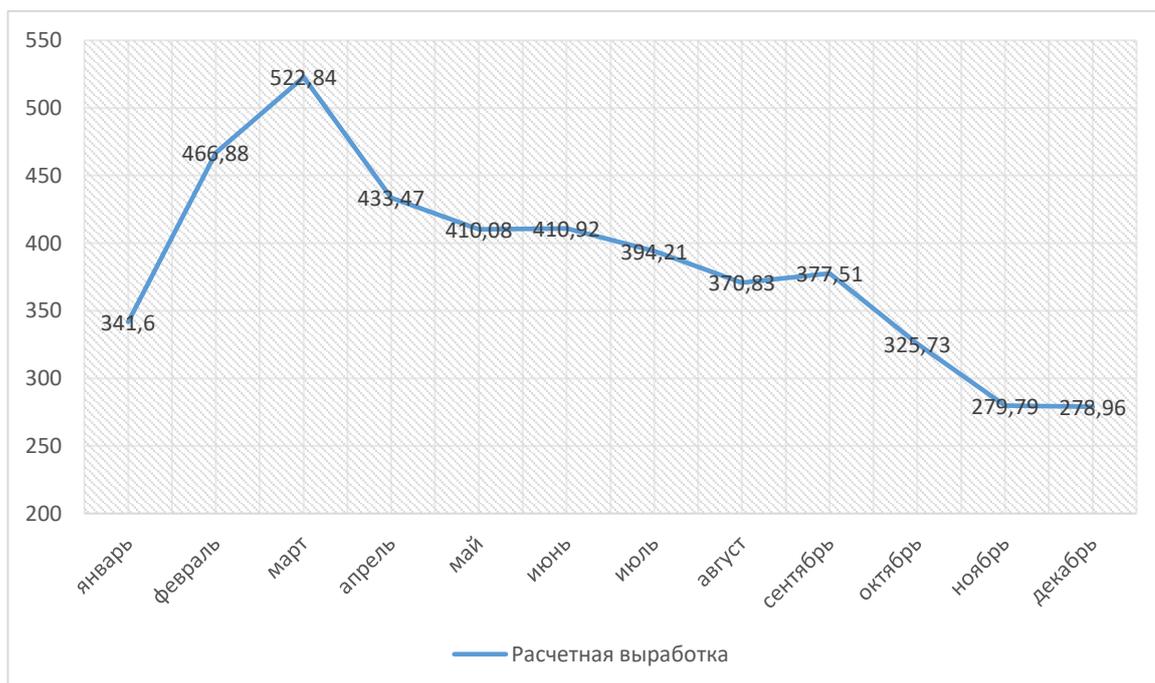


Рисунок 27 – Расчетная выработка спроектированного солнечного источника энергии

Как показано на рисунке 9, максимальная мощность вырабатываемой энергии солнечным источником питания ЩПТ СН на ПС «Хехцир-2» будет

приходится на март месяц, ввиду безоблачной погоды и хорошей инсоляции от лежащего снега. На рисунке 28 показана средняя выработка электрической мощности в месяц.

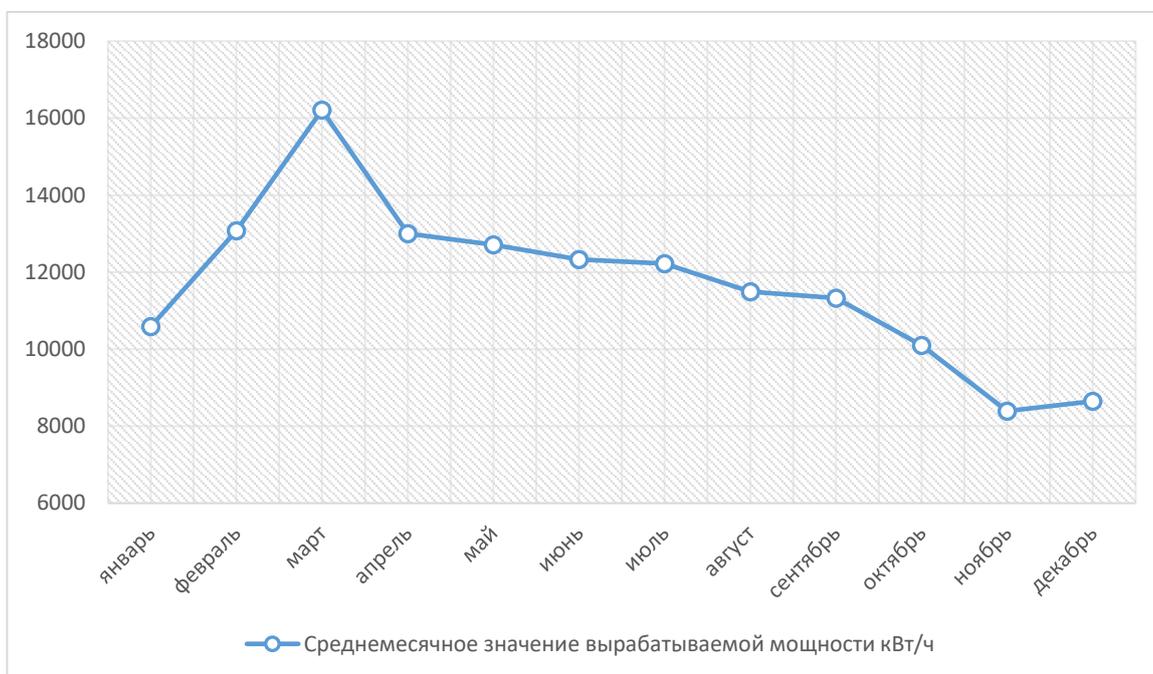


Рисунок 28 – Среднемесячное значение вырабатываемой мощности, кВт/ч

В таблице 8 представлены подробные данные выработки солнечным источником энергии ежемесячно. Можно заметить, что в целом, выработка мощности составляет 12300,97 кВт/ч, что покрывает максимальную потребляемую энергию ЦПТ СН в месяц (которая составляет 12295,08 кВт×ч.).

Таблица 8 – Выработка электроэнергии солнечным источником питания ЦПТ СН в месяц

Месяц	Выработка в день (в среднем), кВт×ч	Выработка в месяц (в среднем), кВт×ч
1	2	3
январь	341,6	10589,6
февраль	466,88	13072,64

Продолжение таблицы 8

1	2	3
март	522,84	16208,04
апрель	433,47	13004,1
май	410,08	12712,48
июнь	410,92	12327,6
июль	394,21	12220,51
август	370,83	11495,73
сентябрь	377,51	11325,3
октябрь	325,73	10097,63
ноябрь	279,79	8393,7
декабрь	278,96	8647,76

Как уже было сказано ранее, исходя из расчетов, в марте месяце вырабатывается наибольшее количество электроэнергии при использовании солнечных панелей на Дальнем Востоке. Это обусловлено следующим:

- увеличение продолжительности светового дня: в марте солнце более продолжительно находится на горизонте, что увеличивает эффективность работы солнечных панелей. В данном регионе в зимний период короткий световой день, весной световой день увеличивается;
- чистота воздуха и атмосферные условия: на Дальнем Востоке зимой наблюдается более чистое небо, так как холодные климатические условия способствуют меньшему количеству осадков и облаков, поэтому, в связи с этим, коэффициент полезного действия (КПД) солнечных панелей увеличивается;
- снег выступает отражателем солнечных лучей: в марте чаще всего на Дальнем Востоке снежный покров еще покрывает землю и является отличным отражателем солнечных лучей. При использовании солнечных панелей с технологией TopCon заметно увеличивается выработка энергии;

- средние температурные показатели: температурный режим в это время колеблется от $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и данный режим позволяет солнечным панелям работать в установленных технических значениях без перегрева или обледенения.

2.3 Аккумуляторные батареи – как источник резервирования

Аккумуляторные батареи являются одним из ключевых элементов построения проекта альтернативного источника питания ЩПТ СН. Ввиду отсутствия генерации электроснабжения в ночное время и пасмурную/облачную погоду, необходимо резервировать поступающие в сеть питание с помощью заряда батарей.

Основные требования для аккумуляторных батарей [39]:

- простота обслуживания;
- подходящие технические характеристики для климатических условий;
- должны заряжаться большим зарядным током;
- иметь глубокий разряд.

Основные функции аккумуляторных батарей:

- накопление энергии – в том числе ее хранение для подачи в необходимое время;
- обеспечение стабильного напряжения сети для защиты нагрузок;
- создание импульсного тока для запуска пусковых механизмов.

Аккумуляторные батареи по своему принципу делятся на несколько видов, сравним технические характеристики каждого в таблице 9 и выберем наиболее подходящий для режима работы разрабатываемого альтернативного источника питания ЩПТ СН.

Таблица 9 – Технические характеристики аккумуляторных батареи

Характеристики	Типы аккумуляторов				
	Свинцово-кислотные	Li-Ion	Li-Ion полимерные	Перезарядж алкалиновые	Гелевые
Энергетическая плотность, Вт/кг	150	110...160	100...130	80	180
Внутреннее сопротивление, мОм	100..200 (батарея на 6 В)	200...300 (батарея на 6 В)	150...250 (батарея на 7,2В)	200..2000 (батарея на 7,2 В)	Менее 100 (батарея на 24 В)
Число циклов заряд/разряд до снижения ёмкости на 80%	1500	300..500	200...300	50	70
Время быстрого заряда, ч.	1	2...4	8...16	2...4	3,5
Допустимый перезаряд	средний	низкий	высокий	очень низкий	низкий
Саморазряд за месяц при температуре 20°C	20%	30%	5%	10%	3%
Напряжение на элементе, В	1,25	1,25	3,6	1,5-1,6	2
Диапазон рабочих температур, °С	-40..60	-20..60	-20...60	0...60	0..65
Обслуживание через	30..60 дн	60..90 дн	3..5 месяцев	не регл.	не регл.

Исходя из данных, указанных в таблице 5, для поддержания электропитания ЩПТ СН с использованием солнечной энергии, наиболее подходящими аккумуляторными батареями являются батареи, выполненные по технологии GEL (гелиевые). Для проектируемого альтернативного источника питания ЩПТ СН, работающего автономно необходимо использовать аккумуляторы, имеющие глубокий цикл, максимально длительный срок эксплуатации, большое количество циклов заряда-разряда.

Гелиевые аккумуляторы обладают рядом преимуществ, подходящих для работы в системе солнечной электростанции, а именно:

- удобство обслуживания (не требуется);
- защита от проливания/протечек, удобство транспортировки любым способом;

- отсутствует эффект коррозии;
- отсутствует газовыделение;
- возможность использования рядом с другими электротехническими приборами;
- имеют высокие показатели при глубоком разряде;
- длительный срок хранения и эксплуатации;
- быстрее перезаряжаются (с 0 % до 90 % за 3,5 часа) – в 7 раз быстрее аналогичного кислотного аккумулятора;
- при полном заряде не замерзают при температуре -30°C ;
- оптимальная удельная стоимость (цена/кол-во месяцев в эксплуатации);
- соотношение цены/количества циклов указывает на самую низкую удельную стоимость.

Так же имеется ряд недостатков, а именно:

- цена выше среднего на рынке электротехнического оборудования;
- большой вес, по сравнению с другими типами АБ и габариты;
- невозможность долить реактив при продолжительном перезаряде;
- работает в связке с зарядными устройствами (ЗУ), чувствительность которых выстраивается автоматически. ЗУ должно быть с регулируемым напряжением на уровне (13,8 – 14,1 В максимум при 20°C), которое позволит продлить срок службы АБ.

Так как ЩПТ постоянного тока имеет напряжение $U_{\text{щпт}} = 48 \text{ В}$, цепочку АБ подключаем последовательно.

Работа фотоэлектрических панелей ограничена напряжением АБ и сменяемостью день/ночь, поэтому при разрядном напряжении АБ средний разрядный ток равен $I_{\text{ср.раз.ночь}}$:

$$I_{\text{ср.раз.ночь}} = \frac{P_{\text{ср.раз.ночь}}}{U_{\text{АБ}}}, \quad (2)$$

$$I_{\text{ср.раз.ночь}} = \frac{10600}{48} = 220 \text{ А.}$$

Средний разрядный ток на нагрузку днем $I_{\text{ср.раз.день}}$:

$$I_{\text{ср.раз.день}} = \frac{P_{\text{ср.раз.день}}}{U_{\text{АБ}}}, \quad (3)$$

$$I_{\text{ср.раз.день}} = \frac{12600}{48} = 262 \text{ А.}$$

КПД для гелевых АКБ $\eta=0,75$.

$Q_{\text{АБ.раз.ночь}}$ с учетом КПД разряда и $T_{\text{ночь}} = T_{\text{день}} = 12$ часов:

$$Q_{\text{АБ.раз.ночь}} = \frac{I_{\text{ср.раз.день}} \times T_{\text{ночь}}}{\eta}, \quad (4)$$

$$Q_{\text{АБ.раз.ночь}} = \frac{220 \times 12}{0,75} = 3520 \text{ А} \times \text{ч.}$$

Разрядная ёмкость АБ на нагрузку днем $Q_{\text{АБ.раз.день}}$:

$$Q_{\text{АБ.раз.день}} = I_{\text{ср.раз.день}} \times T_{\text{день}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{АБ.раз.день}} = 262 \times 12 = 3144 \text{ А} \times \text{ч.}$$

Суммарный заряд, отдаваемый солнечными панелями днем на заряд АБ и питание нагрузки: $\sum Q_{\text{СБ}} = Q_{\text{АБ.раз.ночь}} + Q_{\text{АБ.раз.день}} = 6664 \text{ А} \times \text{ч.}$

Среднее значение тока солнечных панелей $I_{\text{СП}}$:

$$I_{\text{СП}} = \frac{\sum Q_{\text{СБ}}}{T_{\text{день}}}, \quad (6)$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{6664 \text{ А} \times \text{ч}}{12 \text{ ч}} = 556 \text{ А.}$$

Для обеспечения бесперебойного питания ЩПТ СН подбираем необходимое количество АБ по параметрам, заданным выше. Для проектируемой солнечной электростанции берем АКБ SunStonePower MLG12-100 (общий вид указан на рисунке 29).



Рисунок 29 – Общий вид гелиевого аккумулятора типа SunStonePower MLG12-100

Технические характеристики АКБ указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики аккумуляторных батареи

Общие технические характеристики	
Модель	SunStone Power MLG 100Ah 12V Gel
Тип	Гелиевый
Мощность (P _{max})	580 Ватт / 725 Ватт
Напряжение	12 В
Емкость	100 Ач
Фактическая емкость при 10-ти часовом цикле разряда	105,39 Ач
Толщина плюсовых пластин	2,9 мм
Толщина минусовых пластин	2,1 мм
Клеммы	болт М8

Продолжение таблицы 10

Срок службы:	
В буферном режиме	12 лет
В циклическом режиме при 30% глубине разряда	2000 циклов разряда/заряда
В циклическом режиме при 50% глубине разряда	1100 циклов разряда/заряда
В циклическом режиме при 100% глубине разряда	450 циклов разряда/заряда
Температурные режимы:	
Хранение	от -15°C до +40°C
Заряд	от 0°C до +40°C
Разряд	от -15°C до +50°C
Емкость при температуре + 25 °С	100 Ач
Емкость при температуре +10 °С	95 Ач
Емкость при температуре 0 °С	90 Ач
Емкость при температуре - 10 °С	80 Ач
Емкость при температуре - 20 °С	70 Ач
Параметры заряда,разряда:	
Заряд постоянным напряжением (25°C)	
Циклический режим	14.4-14.8В
Буферный режим	13.5-13.8В
Максимальное напряжение заряда	14,8 В
Минимальное напряжение заряда	10,6 В
Максимальный ток заряда	30 А
Максимальный ток разряда	1000 А (5 сек)
Внутреннее сопротивление	5,5 мОм
Габариты,вес:	
Длина	329 мм
Ширина	172 мм
Высота	214 мм
Вес	30,3 кг

Если взять 4 АБ емкостью 100 А×ч и напряжением 12 В и подключить их последовательно, тогда общее напряжение и объем такой конфигурации будет составлять $100\text{А}\times\text{ч}\times 48\text{ В}=4800\text{ Вт}\times\text{ч}$. Максимальный разряд аккумулятора составляет 91 А×ч с учетом КПД для АКБ, тогда $100\text{А}\times\text{ч}\times 48\text{ В}\times 0,91=4368\text{ Вт}\times\text{ч}$. Для обеспечения возможности резервирования для 144 солнечных панелей, объединенных в три стринга, будем использовать три таких системы АБ (схематично изображено на рисунке 30).

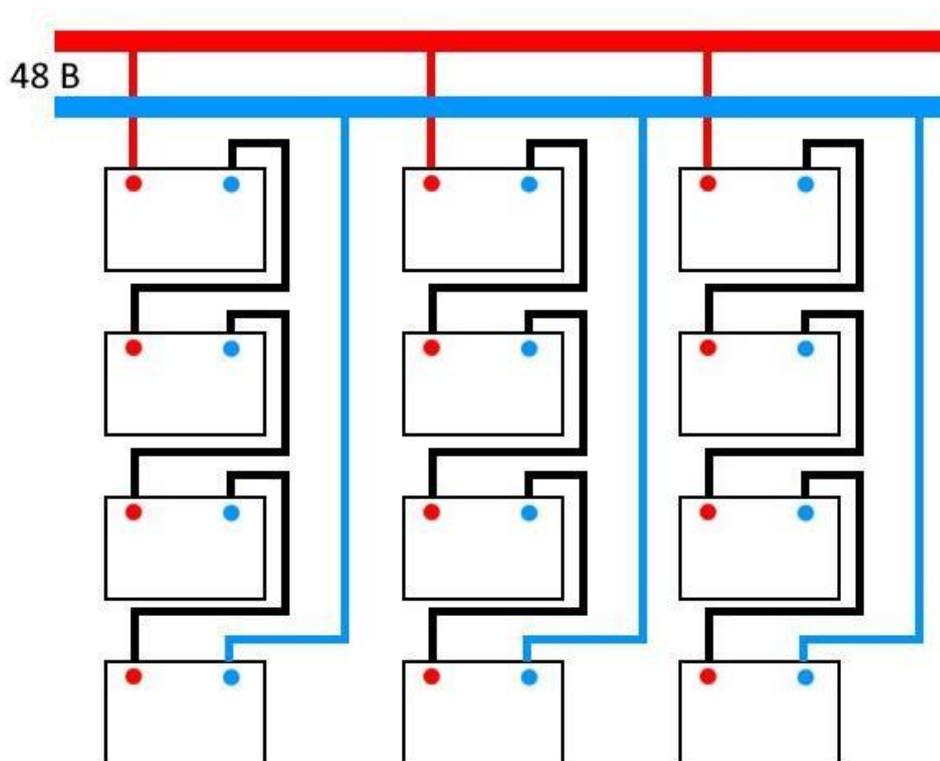


Рисунок 30 – Схема подключения АКБ (последовательно-параллельно) к сети и ЩПТ

При такой конфигурации получается: $100\text{Ач} \times 48\text{ В} \times 0,91 \times 3 = 13104\text{ Вт} \times \text{ч}$ что позволяет покрывать пиковые скачки в графике нагрузок в $12,6\text{ кВт} \times \text{ч}$.

На подстанции 500 кВ «Хехир-2» существует аккумуляторная комната, в расположение которой можно добавить АКБ для альтернативного источника питания ЩПТ СН, ввиду свободного пространства, имеющегося в помещении. В связи с этим отпадает необходимость построения специализированного помещения и высвобождаются возможные затраты на строительство. Общий вид аккумуляторной комнаты показан на рисунке 31.



Рисунок 31 – Общий вид аккумуляторной комнаты на ПС «Хехцир-2»

Для аккумуляторной батареи, содержащей $N_{\text{посл}}^{\text{АКБ}}$ последовательно соединённых аккумуляторов, вероятность безотказной работы в течение определённого времени автономной работы t определяется формулой:

$$P(t) = e^{-m \cdot \lambda \cdot t} = \frac{1}{e^{m \cdot \lambda \cdot t}}, \quad (7)$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы;

m – количество последовательно соединённых аккумуляторов;

λ – интенсивность (средняя частота) отказов;

t – время работы 3 года; для $\lambda = 10^{-6} \frac{1}{\text{час}}$ – типовое значение частоты

отказов, для $t = 20$ лет, для $t = 26380$ ч, для $U_n = 220$ В;

количество последовательно соединённых аккумуляторов в одном стринге: $N_{\text{посл}}^{\text{АКБ}} = 4$ шт.

Рассчитаем вероятность безотказной работы аккумуляторной системы для одного стринга по формуле 7:

$$P(t) = \frac{1}{e^{4 \cdot 10^{-6} \cdot 26380}} = 0,6.$$

Данное число вероятного отказа работы больше нуля, это означает, что вероятность безотказной работы аккумуляторной системы высока. Кроме того, для резервирования предполагается использовать еще две аналогичных аккумуляторных системы, каждая из которых имеет такую же вероятность безотказной работы, поэтому дополнительного расчёта надежности резервного источника питания в целом можно не выполнять.

Коэффициент, учитывающий температуру в помещении, где установлены аккумуляторные батареи, выберем по таблице 11.

Таблица 11 – Температурный коэффициент для аккумуляторной батареи

Температура помещения, °С	Коэффициент α
26,7	1
21,2	1,04
15,6	1,11
10	1,19
4,4	1,3
-1,1	1,4
-6,7	1,59

Средняя температура в зимнее время в аккумуляторной приблизительно равно 15,6 °С, значит коэффициент $\alpha = 1,11$.

Общая требуемая ёмкость аккумуляторных батарей определяется по формуле 8:

$$q_{\text{общ}} = q_{\gamma} \times \alpha, \quad (8)$$

По формуле 8 находим общую ёмкость АКБ:

$$q_{\text{общ}} = 13\,104 \times 1,11 = 14\,545,44 \text{ А} \times \text{ч.}$$

Так же установим датчики контроля температуры АКБ, соединив вывод с АКБ с выводом контроллера заряда-разряда. Выбранный ниже контроллер заряда-разряда предполагает установку данного датчика и позволяет оценивать на дисплее температуру АКБ. Контроль температуры АКБ на подстанциях типа 500 кВ «Хехцир-2» критически важен по следующим причинам:

- срок службы аккумуляторов напрямую зависит от температурного режима. Чем выше температура, тем выше скорость протекания химических процессов внутри аккумулятора – это может привести к преждевременному уменьшению срока службы АКБ;
- перегрев АКБ может вызвать невозвратимые химические реакции, например, как термический разгон, вследствие этого вероятность воспламенения или взрыва;
- все номинальные технические характеристики АКБ измерены и выверены по оптимальным температурным показателям.

Располагать данные датчики можно:

- на АКБ: Установка термометра на клеммах АКБ даст более точные данные о температуре;
- вокруг батарейного блока – установка нескольких датчиков в блоке позволит выверить среднюю температуру в аккумуляторной комнате;
- в вентиляционных отверстиях – данные датчики послужат контролем температуры поступающего воздуха.

Существуют несколько видов датчиков температуры:

- термопары – удобство применения заключается в быстром реагировании на изменение температуры, что позволяет оценивать температуру в реальном времени;
- контактные термометры – устанавливаются на поверхности АКБ, в связи с этим более информативны;
- беспроводные датчики – устанавливаются в таких системах, где прокалывание проводов невозможно.

Для контроля температуры АКБ в нашей системе используем датчик термокомпенсации MP-SBT ИТК МYPOWER.

2.4 Выбор контроллера заряда-разряда

Для корректной работы аккумуляторных батарей необходимо использовать контроллер заряда/разряда от солнечных панелей. Наиболее распространенными являются два типа контроллеров заряда/разряда солнечных панелей: PWM (ШИМ) (рисунок 32) и MPPT (Maximum Power Point Tracking) (рисунок 33).



Рисунок 32 – Общий вид контроллера PWM типа



Рисунок 33 – Общий вид контроллера MPPT типа

Исходя из полученных параметров количества электроэнергии и заданных климатических условий, выбираем контроллера МРРТ типа контроллер заряда.

МРРТ (Maximum Power Point Tracking) контроллер заряда/разряда работает по принципу управления подаваемой мощностью методом пульсирующего включения и выключения сети, то есть он может следить за процессор заряда/разряда батареи и автоматически переключать питание с сети на АБ. При работе с солнечными панелями напрямую, контроллер понижает выходное напряжение с солнечных панелей до напряжения аккумулятора. При проведении цикла «заряд от солнечной батареи» напряжение на АБ снижается, при этом контроллер регулирует величину напряжения на увеличения на солнечных панелях. Данный контроллер позволяет зарядить АБ на 100% в одном цикле (рисунок 34).

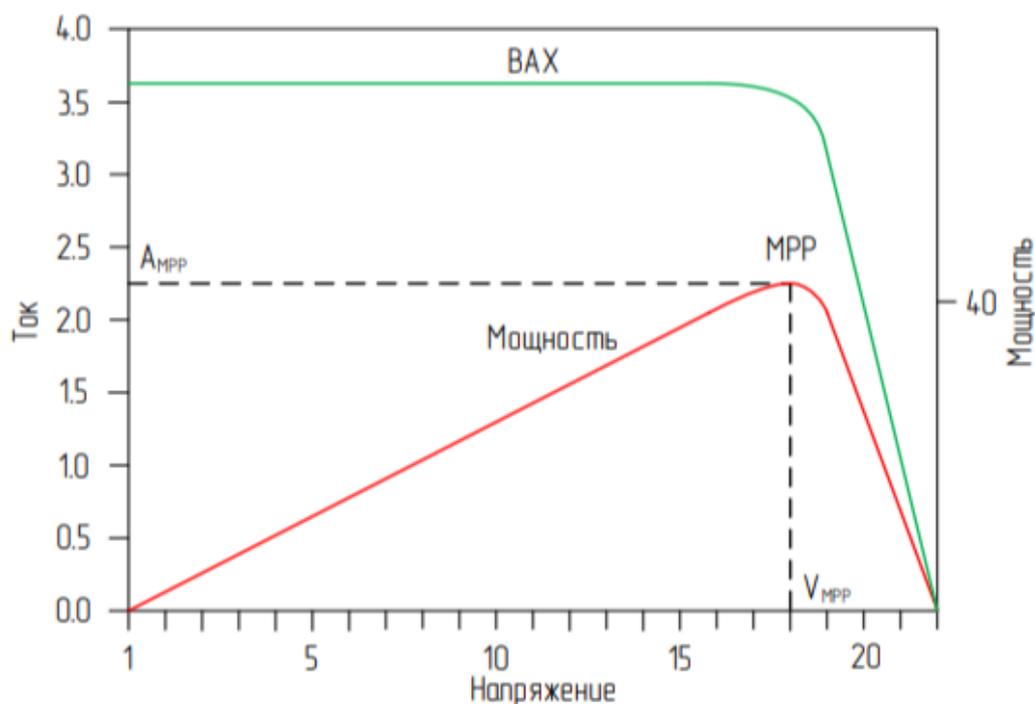


Рисунок 34 – Вольтамперная характеристика МРРТ в точке максимальной мощности

Рассмотрим основные достоинства и недостатки технических характеристик контроллера типа МРРТ (Maximum Power Point Tracking).

Достоинства:

- универсальность использования данного контроллера в различных альтернативных системах электроснабжения;
- высокая производительность;
- помогать создать такие условия эксплуатации АКБ, при которых их технические характеристики используются по максимуму, при этом не уменьшая срок их эксплуатации.

Недостатки:

- высокая среднерыночная стоимость;
- при монтаже используется более сложная технология, по сравнению с аналогами.

Подключение к контроллеру всех элементов альтернативного источника питания ЩПТ СН показано на рисунке 35.

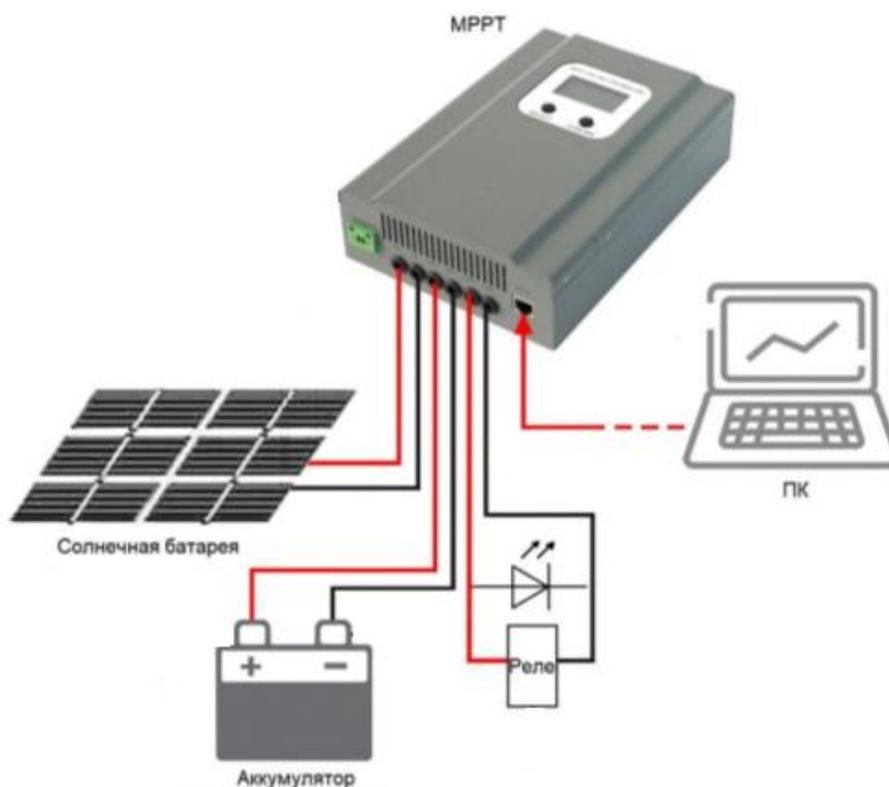


Рисунок 35 – Подключение солнечной системы к контроллеру

Упрощенная схема работы контроллера похожа с работой реостата, так как контроллер тоже регулирует уровень тока на выходе (рисунок 36).

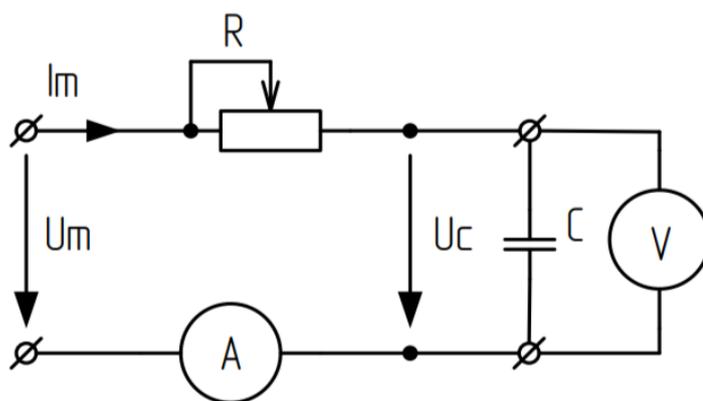


Рисунок 36 – Схема работы контроллера заряда

Основными характеристиками для определения подбора контроллера является допустимая сила тока и рабочее напряжение.

Рабочее напряжение равно $U_{шт} = 48 \text{ В}$.

Номинальная мощность выбранной солнечной панели $P_{ном}^{СБ} = 580 \text{ Вт}$, ток в точке максимальной мощности $I_{max.P} = 13,69 \text{ А}$.

При выборе контроллера учитываем, что напряжение системы $U_{шт} = 48 \text{ В}$, а общая требуемая ёмкость аккумуляторных батарей равна $14545,44 \text{ А}\cdot\text{ч}$. Исходя из полученных данных устанавливаем три контроллера заряда АКБ в каждый стринг, подключая их последовательно. Выбираем контроллер заряда типа MPPT iCharger-MPPT-10048, технические характеристики которого указаны в таблице 12. Его преимущества:

- интеллектуальная технология отслеживания точки максимальной мощности (MPPT);
- встроенный DSP-контроллер с мощным процессором;
- автоматическое определение напряжения батареи $12 \text{ В} / 24 \text{ В} / 36 \text{ В} / 48 \text{ В}$;
- трехступенчатая зарядка оптимизирует работу аккумулятора и продлевает срок его службы;
- мультифункциональный ЖК-дисплей;
- защита солнечной панели от переплюсовки;

- защита от перезаряда;
- легко монтируется;
- подходит для герметичных свинцово-кислотных, гелиевых и литиевых аккумуляторов.

Таблица 12 – Технические характеристики iCharger-MPPT-10048

Модель	iCharger MPPT 10048
Режим зарядки	3-ступенчатый: Постоянный ток (MPPT), Постоянное напряжение, Плавающий режим
Напряжение в системе	48 В
Максимальная потребляемая мощность фотоэлектрических систем	6000 Вт / 48 В
Максимальное входное напряжение фотоэлектрической системы	150 В
Автоматическое распознавание напряжения батареи	Система 48 В (42 В постоянного тока - 64 В постоянного тока)
Напряжение защиты от перезаряда	Система 48 В(64 В)
Защита от ограниченного тока	100А
Максимальный КПД	≥98.1%
Использование фотоэлектрических систем	≥99%
Автоматическая температура	-3 мВ/2 В/°с
Функция защиты	Защита от перегрева 80°С
Температура при включении вентилятора	>45°С
Температура выключения вентилятора	<40°С
Размер (мм)	252×201×80.3
Масса нетто (Кг)	2.49
Электромагнитная совместимость	Соответствует стандартам EN61000, EN55022, EN55024
Ограда	Степень защиты IP21
Температура окружающей среды	-20°С~+55°С
Температура хранения	40°С~+75°С

Для обеспечения увеличения стабильного энергоснабжения щита ЩПТ с использованием источника альтернативной энергии построим конфигурацию солнечной подстанции, состоящей из: солнечных панелей, контроллера заряда, аккумуляторных батарей (изображено на рисунке 37).

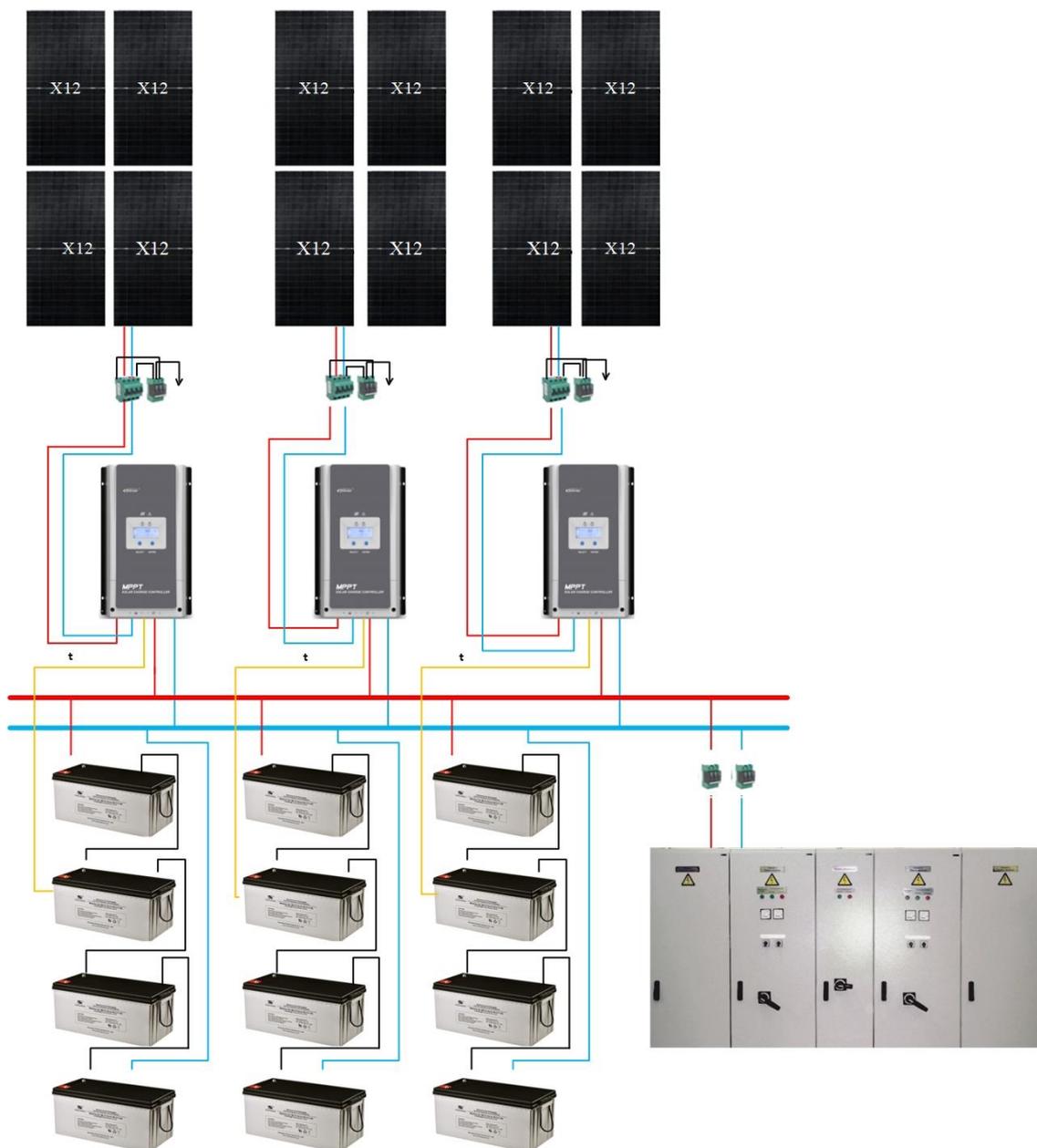


Рисунок 37 – Однолинейная схема врезки солнечной подстанции в существующую энергосистему ПС Хехцир-2

Также в комплект оборудования солнечной электростанции входят:

- комплекты для крепления солнечных модулей;
- устройство защит от импульсных перенапряжений (УЗИП) постоянного тока;
- автомат защиты постоянного тока;
- коннектор MC430A;

- датчики контроля температуры АКБ;
- кабель солнечный сечением 4 мм².

Выводы по разделу 2.

Разработан проект альтернативного источника энергии на основе фотоэлектрических панелей для питания щита постоянного тока собственных нужд подстанции 500 кВ «Хехцир-2», состоящий из фотоэлектрических модулей SilaSolar 580/725 Вт TopCON Bifacial, собранных в три стринга по 48 панелей с учетом габаритов панелей и площади под их размещение.

Среднегодовая выработка электроэнергии от альтернативного источника питания ЩПТ СН в условиях Хабаровского края должна составлять 384,40 кВт×ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год – 140229,41 кВт×ч.

Для обеспечения бесперебойного питания ЩПТ СН подстанции 500 кВ «Хехцир-2» подобрано необходимое количество АКБ гелиевого типа SunStonePower MLG12-100, предназначенных для резервирования солнечного источника питания. В частности, принято решение использовать три системы АКБ, включенных между собой параллельно и состоящих из четырёх аккумуляторов мощностью 100 А×ч, соединенных между собой последовательно. Для контроля заряда резервного аккумуляторного источника питания обосновано применение контроллера заряда типа MPPT iCharger-MPPT-10048.

3 Построение и анализ финансовой модели проекта с целью определения его экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности проекта построим его финансовую модель.

В стоимость проекта будут входить все затраты на оборудование, монтаж установки и проведение пуско-наладочных работ. Все капитальные вложения и инвестиции подразумевают собой вложения в строительство альтернативного источника питания ЦПТ СН.

Все расчеты будут проводиться в текущих ценах, так как базисных стоимостей для установки ВИЭ не существуют.

Составим общую спецификацию оборудования и стоимостей для внедрения альтернативного источника питания ЦПТ СН в таблице 13.

Таблица 13 – Общая спецификация оборудования и стоимостей для внедрения альтернативного источника питания ЦПТ СН.

Элемент сети	Кол-во единиц	Стоимость за единицу, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.	Стоимость монтажа за единицу, тыс. руб.	Итого за монтаж, тыс. руб.
АКБ гелиевого типа SunStonePower MLG12-100	12 шт	21,168	254,01	1	12
Контроллер заряда типа MPPT iCharger-MPPT-10048	3 шт	20,301	60,9	0,820	2,46
Солнечная батарея SilaSolar 580/725Вт TOPCon	144 шт	18,22	2623,68	0,524	75,4
Основание под установку ФСМ	48 шт	2	96	1	48
УЗИП	1 шт	4,082	4,082	1	1
Автомат защиты постоянного тока	3 шт	3,854	11,562	1	3
Коннектор MC430A	576 шт	0,136	87,552	-	-
Датчики контроля температуры АКБ	3	2,9	8,7	0,5	1,5
Кабель солнечный сечением с	2100 м	0,116	243,600	0,5	1,5
Итого	–	–	3390,09	–	144,86

Итого суммарные затраты и вложения составляют:

$$K = C_{\text{мат.выр}} + C_{\text{монт.выр}}; \quad (8)$$

где $C_{\text{мат.выр}}$ – стоимость материалов системы выработки электроэнергии на электростанции (таблица 10), тыс. руб.;

$C_{\text{монт.выр}}$ – стоимость монтажных работ внедрения альтернативного источника энергии на ПС Хехцир-2 (таблица 10), тыс. руб.;

$$K = 3390,092 + 144,86 = 3534,95 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы, определяющие экономическую эффективность функционирования электростанции, представляют собой сложную функцию множества переменных, включающих, помимо прочего, цены на первичные энергоносители, фонд оплаты труда обслуживающего персонала, затраты на регламентное и не регламентное техническое обслуживание, и ремонт оборудования, а также совокупные налоговые отчисления и сборы. Для количественной оценки совокупных эксплуатационных расходов требуется провести комплексный анализ указанных факторов с последующим составлением сметы эксплуатационных затрат на основе разработанного бюджета [12].

«Годовые эксплуатационные расходы вычисляются по формуле» [17]:

$$I_{\text{год.}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{т.р.обс}}, \quad (9)$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб./год;

$I_{\text{т.р.обс}}$ – затраты на текущий ремонт и обслуживание, тыс. руб./год;

Амортизационные отчисления, представляющие собой стоимостное выражение снижения потребительской стоимости основных производственных фондов и других активов в результате их физического и морального износа в процессе эксплуатации, классифицируются как неденежные (non-cash) расходы. Они включаются в расчетную модель

определения финансовых результатов деятельности предприятия, влияя на величину прибыли или убытка, и формируют целевой фонд, предназначенный для последующего обновления или замещения амортизированных активов. Величина амортизационных отчислений определяется в соответствии с выбранным методом амортизации, который устанавливает функциональную зависимость от ряда факторов, и может быть представлена как:

$$I_{\text{ам}} = K \cdot \alpha_{\text{ам}} / 100 \quad (10)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений, принимается $\alpha_{\text{ам}} = 4,4 \%$.

$$I_{\text{ам}} = 3534,95 \cdot 4,4 / 100 = 155,53 \text{ тыс. руб/год.}$$

Затраты на обслуживание:

$$I_{\text{т.р.обс}} = K \cdot \alpha_{\text{т.р.обс}} / 100 \quad (11)$$

где $\alpha_{\text{т.р.обс}}$ – норма на ТОиР оборудования, принимается $\alpha_{\text{т.р.обс}} = 4,0 \%$.

$$I_{\text{т.р.обс}} = 3534,95 \cdot 4,0 / 100 = 141,39 \text{ тыс. руб/год.}$$

Годовые эксплуатационные издержки равны:

$$I_{\text{год}} = 155,34 + 141,39 = 296,73 \text{ тыс. руб. / год.}$$

Подстанция Хехцир-2, расположенная в Хабаровске, питается от нескольких ключевых источников электроэнергии, способствующих ее надежному функционированию. Основные источники, обеспечивающие эту подстанцию, включают генерацию от ТЭЦ-1 и Бурейской ГЭС, расположенной на реке Бурей. Бурейская ГЭС является одним из значимых источников стабильной электроэнергии на Дальнем Востоке. Системный оператор распределяет электроэнергию, закупленную на оптовом рынке электроэнергии, поступающую от генерирующих устройств, то есть подстанция Хехцир-2 получает электроэнергию от энергосистемы, а не от подключения к ГЭС или ТЭЦ-1. В данном случае потребитель электроэнергии

является так же пунктом распределения. Таким образом, цена электроэнергии на подстанции является производной от рыночной стоимости генерации и регулируемых тарифов на услуги системного оператора.

Дальнейший расчет проводим с учетом двухставочного тарифа электроэнергии. Тариф на передачу электрической энергии для ФСК определяется Правительством РФ на федеральном уровне и вводится прямым приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ). Используя информацию на бирже по отпуску электроэнергии для сетевых компаний (АО «АТС»), определим основные тарифы и спецификации. По рисунку определим ценовую зону, в которую входит строительство подстанции. Хабаровский край относится к неценовой зоне Дальнего Востока. Неценовые зоны — это территории оптового рынка электроэнергии, на которых по технологическим причинам организация рыночных отношений невозможна [27] [13].

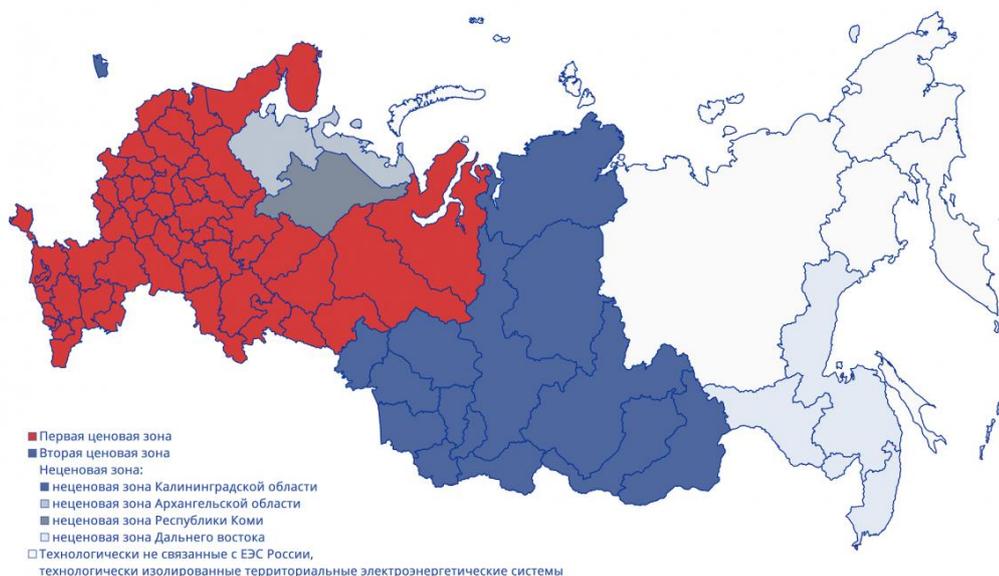


Рисунок 39 – План схема ценовых категорий установленного тарифа в России

Рассчитаем удельную стоимость потерь электроэнергии для двухставочного тарифа по [17]:

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (12)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч. Это – стоимость электроэнергии, потерянной в процессе передачи и распределения внутри предприятия;

δ – поправочный коэффициент, учитывающий различные факторы, которые могут влиять на стоимость электроэнергии, например, регион, условия контракта и т. д.;

β – коэффициент, учитывающий изменение потерь активной мощности в зависимости от нагрузки, и позволяющий оценивать стоимость потерь в зависимости от реальных режимов работы системы;

α – основная ставка тарифа [17]. Это – фиксированная плата за подключенную мощность, которую предприятие платит независимо от фактического потребления. По данным с сайта [11] фиксированная плата составляет 3359 руб./Мвт×ч;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [17], руб/кВт·ч. Это – переменная часть тарифа, которая зависит от фактического количества потреблённой энергии;

K_M – «отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия» [17].

$$C'_0 = 1,05 \times \left(\frac{3359 \times 12 \times 1}{5948} + 1,17 \right) = 8,34 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{ч}}.$$

В формулах явно учитываются потери электроэнергии, что важно при проектировании источника генерации, поскольку потери влияют на общую стоимость электроснабжения.

Во второй главе магистерской диссертации мы определили количество вырабатываемой электроэнергии за год 140229,41 кВт×ч и мощность проектируемого альтернативного источника питания ЩПТ СН, равную 113320 Вт. На основании данного значения рассчитаем годовой доход от строительства альтернативного источника питания ЩПТ СН.

В условиях максимально возможной инсоляции (общие условия наилучшего освещения), при минимальных потерях в цепи преобразования и при отсутствии других ограничивающих факторов (таких как затенение, загрязнение, отклонения от номинальной температуры окружающей среды и другие) альтернативный источник питания ЩПТ СН вырабатывает мощность, приближающуюся к её номинальной мощности.

Солнечные панели TopCon являются двухсторонними бифасциальными панелями с КПД в среднем равным 26,7%. Это означает, что номинальная мощность в 580 Вт может увеличиваться до 725 Вт с учетом фронтальной поверхности. Эффективность данных фотоэлектрических модулей при затемнении (при частичной облачности) составляет 90 % от пиковой мощности. При неперпендикулярном падении солнечного излучения на поверхность фотоэлектрических модулей, когда угол падения отличается от оптимального угла, выходная мощность фотоэлектрической системы снижается, достигая так же примерно 90% от пиковой мощности, заявленной при перпендикулярном падении. Таким образом, мощность, вырабатываемая солнечной электростанцией при частичной облачности, составляет:

$$P_{\text{част}} = 0,9 \cdot P_{\text{уст}}; \quad (13)$$

$$P_{\text{част}} = 0,9 \cdot 113320 = 101988 \text{ Вт.}$$

При сплошной облачности, к которой относится и ночное время, альтернативный источника питания ЩПТ СН не вырабатывает электрическую энергию, но при этом в максимальные часы накапливает электроэнергию в аккумуляторных системах. Рассмотрим рисунок 40 на котором указано

количество солнечных, облачных и дней с частичной облачностью в Хабаровском районе.

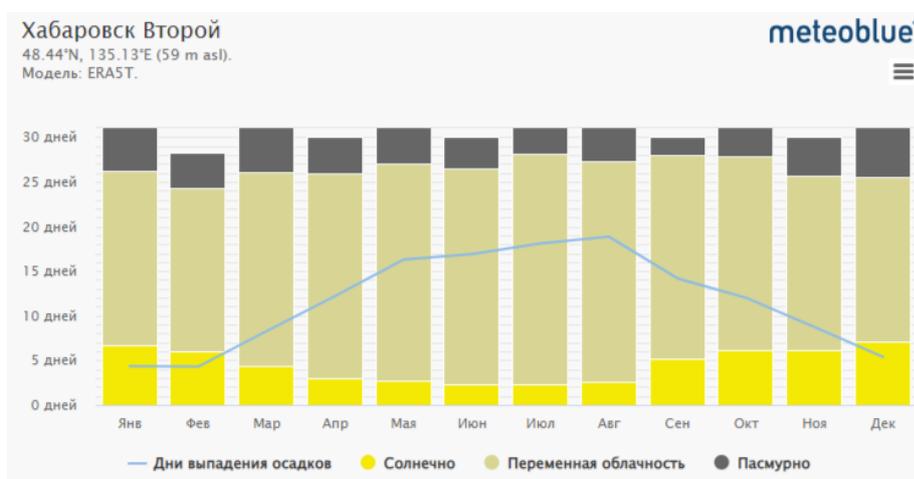


Рисунок 40 – Количество облачных и солнечных дней по месяцам

В таблице 14 показано количество солнечных и облачных дней в Хабаровском районе, где происходит строительство солнечной электростанции по месяцам.

Таблица 14 – Количество облачных и солнечных дней по месяцам в Хабаровском районе

Месяц	Солнечно, дней		Частичная облачность, дней		Сплошная облачность, дней	
	Число дней	Суммарное время	Число дней	Суммарное время	Число дней	Суммарное время
Январь	6,7	160,8	19,5	468	4,8	115,2
Февраль	6	144	18,3	439,2	3,9	93,6
Март	4,4	105,6	21,6	518,4	5	120
Апрель	3	72	22,9	549,6	4,1	98,4
Май	2,7	64,8	24,3	583,2	4	96
Июнь	2,4	57,6	24,2	580,8	3,5	84
Июль	2,3	55,2	25,8	619,2	2,9	69,6
Август	2,6	62,4	24,8	595,2	3,6	86,4
Сентябрь	5,2	124,8	22,7	544,8	2,1	50,4
Октябрь	6,1	146,4	21,7	520,8	3,2	76,8
Ноябрь	6,2	148,8	19,4	465,6	4,4	105,6
Декабрь	7,1	170,4	18,5	444	5,4	129,6
Итого	—	1312,8	—	6328,8	—	1125,6

Таким образом, количество электроэнергии, которую проектируемая солнечная электростанция выработает в течение года, определяется по формуле:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{уст}} \cdot t_{\text{солн}} + P_{\text{част}} \cdot t_{\text{част}}; \quad (14)$$

где $t_{\text{солн}}$ – длительность солнечных дней в месте строительства солнечной электростанции, ч;

$t_{\text{част}}$ – длительность времени с частичной облачности в месте строительства солнечной электростанции, ч;

$$W_{\text{год}} = 113\,320 \cdot 1312,8 + 101\,988 \cdot 6328,8 = 794228,15 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Доход от снижения количества приобретаемой электроэнергии в течение года определяется по формуле:

$$D = W_{\text{год}} \cdot C'_0; \quad (15)$$

$$D = 794228,15 \cdot 8,34 = 6623862,77 \text{ руб.} = 6623,86 \text{ тыс. руб.}$$

«Для определения срока окупаемости строительства солнечной электростанции можно использовать чистый дисконтированный доход» [17]. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это показатель, который используется для оценки экономической эффективности инвестиций. Он рассчитывается как разница между суммой дисконтированных будущих доходов и суммой дисконтированных инвестиций. Если ЧДД больше нуля, то инвестиции являются выгодными, если меньше нуля – невыгодными:

$$\text{ЧДД} = -3 + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{D-I}{(1+i)^t}; \quad (16)$$

где i – ставка дисконтирования, представляющая собой процентную ставку, которая используется для приведения будущих доходов к текущей стоимости. Она отражает риск инвестиций и выбирается на

основе рыночных условий, срока жизни проекта и других факторов,
 $i = 20\%$ [17].

Проект окупится при ЧДД больше нуля. Рассчитаем окупаемость проекта на трехлетний период, используя следующие исходные данные.

Начальные инвестиции: $Z=3534,95$ тыс. руб.

Годовой денежный поток: $D=6326,86$ тыс. руб.

Годовые эксплуатационные издержки: $I=296,73$ тыс. руб.

Ставка дисконта: $i=0.2$.

Срок окупаемости: $T_{ок}=3$.

Определим чистый денежный поток как разность между доходом и издержками:

$$D-I=6326,86-296,73=6029,13 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь рассчитаем дисконтированные денежные потоки для каждого года.

$$\text{Для } t=1: 6029,13(1+0,2)^{-1}=6029,13 \cdot 0,833 \approx 5024,28.$$

$$\text{Для } t=2: 6029,13(1+0,2)^{-2}=6029,13 \cdot 0,694 \approx 4185,90.$$

$$\text{Для } t=3: 6029,13(1+0,2)^{-3}=6029,13 \cdot 0,578 \approx 3481,65.$$

Теперь подставим эти значения в формулу для ЧДД:

$$\text{ЧДД} = -3534,95 + (5024,28 + 4185,90 + 3481,65).$$

Сначала суммируем дисконтированные денежные потоки:
 $5024,28 + 4185,90 + 3481,65 \approx 12691,83$.

Теперь вычислим окончательный результат для ЧДД:

$$\text{ЧДД} = -3534,95 + 12691,83 \approx 9156,88.$$

Итак, с учётом годовых эксплуатационных издержек в 296,73 тыс. руб. чистый дисконтированный доход через три года составляет приблизительно 9156,88 тыс. руб. Проект окупается через один год после внедрения в эксплуатацию, поэтому считается, что внедрение альтернативного источника энергии для ЩПТ СН ПС Хехцир-2 экономически оправдано.

Выводы по главе 3.

Построена финансовая модель проекта по внедрению альтернативного источника энергии для питания ЩПТ СН ПС Хехцир-2, из которой следует, что на реализацию проекта требуются капиталовложения в размере 3534,95 тыс. руб. При этом расходы на материалы составят 3390,092 тыс. руб., затраты на проведение монтажных работ – 144,86 тыс. руб. Годовые эксплуатационные издержки составят 296,73 тыс.руб./год, из них амортизационные отчисления равны 155,53 тыс.руб/год, затраты на обслуживание – 141,39 тыс.руб/год.

Проанализирована специфика СН ПС Хехцир-2 как потребителя электроэнергии и обоснован выбор установленной тарифной ставки в 8,34 руб./кВт×ч, как для объекта сети неценовой рыночной категории.

Произведен расчет вырабатываемой мощности от внедряемого альтернативного источника энергии с учетом солнечной инсоляции в солнечные и мало облачные дни. Количество электроэнергии, которую проектируемая солнечная электростанция выработает в течение года, составляет 794228,15 кВт·ч. Следовательно, доход от снижения количества приобретаемой электроэнергии в течение года составляет 6623,86 тыс. руб.

Методом чистого дисконтированного дохода определено, что с учётом годовых эксплуатационных издержек в 296,73 тыс. руб. чистый дисконтированный доход через три года будет составлять приблизительно 9156,88 тыс. руб.

Рассчитан срок окупаемости проекта, который составляет один год, что позволяет сделать вывод о том, что внедрение альтернативного источника энергии для ЩПТ СН ПС Хехцир-2 экономически целесообразно.

Заключение

В данной магистерской диссертации проведено исследование возможности внедрения альтернативного источника энергии для щита собственных нужд постоянного тока ПС Хехцир-2, расположенной в Хабаровском районе территории Дальнего Востока, в рамках которого собраны и систематизированы статистически данные по использованию альтернативных источников в Хабаровском крае, а также проведен анализ информационных сведений по внедрению ВИЭ на действующих энергообъектах. Обосновано, что несмотря на удаленность Хабаровского края от Западной и центральной частей России, внедрение альтернативных источников энергии может быть не только актуальным, но и экономически выгодным за счет снижения ставки тарифа.

Поскольку Хабаровский край отличается достаточно хорошей инсоляцией, то здесь имеются приемлемые условия для установки и внедрения солнечных источников энергии ввиду больших свободных пространств. В зимнее время на рассматриваемой территории наблюдается высокий покров снега и ясная погода, что также позитивно сказывается на выработке солнечной энергии. В то же время внедрение ветряного источника энергии на ПС Хехцир-2 может быть нецелесообразным, так как порывы ветра и дороговизна установки могут не оправдать капиталовложений.

Произведен анализ потребления электроэнергии ЩПТ СН, показавший, что потребляемая пиковая мощность составляет 160813 кВт×ч.

Выполнена оценка свободных площадей для установки на ПС Хехцир-2 солнечных панелей, в ходе которой определено, что на рассматриваемом объекте имеется возможность установки 144 солнечных панелей.

Для проектируемой солнечной электростанции предложено использовать солнечные панели SilaSolar 580/725 Вт TopCON Bifacial, собранных в три стринга по 48 панелей. Данные солнечные панели обладают высокой эффективностью за счет двухстороннего поглощения солнечной

энергии. При их правильной установке электроэнергия будет вырабатываться с обеих сторон, что увеличивает общую генерацию электричества. Среднегодовая выработка электроэнергии от солнечных панелей в условиях Хабаровского края равна 384,40 кВт×ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год составляет 140229,41 кВт×ч.

Для обеспечения бесперебойного питания ЩПТ СН подстанции 500 кВ «Хехцир-2» подобрано необходимое количество АКБ гелиевого типа SunStonePower MLG12-100, предназначенных для резервирования солнечного источника питания. В частности, принято решение использовать три системы АКБ, включенных между собой параллельно и состоящих из четырёх аккумуляторов мощностью 100 А×ч, соединенных между собой последовательно. Для контроля заряда резервного аккумуляторного источника питания обосновано применение контроллера заряда типа MPPT iCharger-MPPT-10048. Данная система для альтернативного источника энергии для щита ЩПТ СН вырабатывает электроэнергию напрямую от фотоэлектрических элементов и не имеет преобразователей тока из переменного в постоянный, поэтому функционирование щита ЩПТ СН при применении ВИЭ является энергоэффективным.

Капиталовложения в проект по внедрению ВИЭ составляют 3534,95 тыс.руб. Годовые эксплуатационные издержки равны 296,73 тыс.руб./год. Количество электроэнергии, вырабатываемой проектируемой солнечной электростанцией, равно 794228,15 кВт·ч. Доход от снижения потребляемой электроэнергии в течение года составляет 6623,86 тыс. руб. Расчётный срок окупаемости проекта составляет один год, что позволяет сделать вывод о том, что внедрение альтернативного источника энергии для ЩПТ СН ПС Хехцир-2 является экономически целесообразным.

Таким образом, все поставленные задачи, заключающиеся в снижении затрат электроэнергии на собственные нужды ПС 500 кВ Хехцир-2 и в обеспечении надежной работы альтернативного источника энергии, можно считать решенными и цель работы достигнутой.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Акифьева А.А. Актуальность внедрения возобновляемых источников энергии в России и мире: обзор и анализ // Молодой исследователь: вызовы и перспективы: сб. ст. по материалам СССXLVIII Международной научно-практической конференции «Молодой исследователь: вызовы
2. Батырь А. Главный диэлектрик. Эволюция фотоэлектрических панелей // Энерговектор. – 2018. - №7(83). – С. 7с.
3. Гладковский Г.К. Национальный проект «Энергоэффективная подстанция». От пилотных проектов до типовых решений // Журн. Энергия единой сети – 2021. - №4(59). – С. 49-62.
4. Железнов А. Д. Проектирование виртуальных серверов на основе технологии контейнеризации и каналов передачи данных: 09.04.03: магистерская диссертация — Москва, 2023. — 150 с.
5. Зорин В.В., Тисленко В.В., Надежность систем электроснабжения. Учебное пособие для ВУЗов. – М. : Наука, 1984 г. – 192 с.
6. Германович В., Турилин,А. Альтернативные источники энергии и энергосбережение: практические конструкции по использованию энергии ветра, солнца, земли, воды, биомассы. - Санкт-Петербург: Наука и Техника, 2014. – 320 с.
7. ГОСТ 24291-90 «Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанций и электрической сети» // Консультант плюс: справочно–правовая система
8. Иванова И.Ю., Попов СП., Тугузова Т.Ф. Условия развития возобновляемых источников энергии / Топливо-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние, направления стратегического развития // Под ред. В.И. Ишаева, прав-во Хабаровского края, Рос. акад. наук, Сибирское отделение, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Дальневост. отд-ние, Ин-т экон. исследований. - Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005. – 155 с

9. Каланов А.Б. Возобновляемая энергетика в России: стоять на месте или сделать первый // Электронный журнал «Forbes». – 2017. - №4. [Электронный ресурс] – URL: <https://www.forbes.ru/biznes/342905-vozobnovlyаемая-energetika-v-rossii-stoyat-na-meste-ili-sdelat-pervyy-shag>

10. Курдин А.А. «Развитие конкуренции на рынке электроэнергии в ДФО» // Аналитический обзор при правительстве РФ за апрель 2023. [Электронный ресурс] – URL: https://ac.gov.ru/uploads/2Publications/energo/2023/_для_публикации_апрель.pdf

11. Нагаев Д.А. Разработка автономной солнечной электростанции для питания слаботочных систем освещения // Разработка автономной солнечной электростанции для питания слаботочных систем освещения. [Электронный ресурс] – URL: <http://hdl.handle.net/123456789/11396>

12. Моисейкина Е.Н. Разработка солнечной электростанции в Оренбургской области // Репозиторий тольяттинского государственного университет [Электронный ресурс]. – 2024. - URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/29886?mode=full> (дата обращения: 16.06.2024).

13. Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №117 // Консультант плюс: справочно–правовая система

14. Основы надёжности систем электроснабжения. Пособие для студентов под ред. Анищенко В.А., Колосова И.В. – М. :Наука, 2007 г. – 151 с.

15. Оценка экономической эффективности ... [Электронный ресурс] — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-ekonomicheskoy-effektivnosti-vozobnovlyаемых-источников-energii-habarovskogo-kрая> (дата обращения 20.02.2024).

16. Правила устройства электроустановок. 7–е изд., перераб. и доп // Консультант плюс: справочно–правовая система

17. Приказ Правительства РФ от 29 августа 2020 г. N 1298 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» // Консультант плюс: справочно–правовая система

18. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [Электронный ресурс] – URL: https://www.npkks.ru/fileadmin/f/documents/ENnergeticheskaja_strategija_do_2030_goda.pdf (дата обращения: 19.01.2024).

19. РД 34.09.208. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 35-500 кВ, утверждено 23.04.1981 г. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.iprotec.ru/img/baza/dokumenty/rd_rukovodyaschaya_dokumentatsiya/rd_34_09_208.pdf (дата обращения 01.03.2024).

20. «Россети ФСК ЕЭС» делают энергоэффективной ключевую подстанцию ДВ [Электронный ресурс] — URL: <https://habarovsk.bezformata.com/listnews/energoeffektivnoy-klyuchevuyu-podstantciyu/91043152/> (дата обращения 24.02.2024).

21. Русгидро ведет строительство Хабаровской ТЭЦ-4 [Электронный ресурс] — URL: <https://rushydro.ru/press/news/310120225296/> (дата обращения 24.02.2024).

22. Руданец В.С. Современные тенденции ВИЭ в мире и России // Российский внешнеэкономический вестник [Электронный ресурс]. – 2023. - URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-tendentsii-vie-v-mire-i-rossii> (дата обращения: 16.06.2024).

23. Рябин Т.В., Давыдов Е.Ю, Паринов И.А. Возможности снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции // Энергосбережение. – 2016. – №6. - С.36-42.

24. Солнечные электростанции мощностью 40 МВ ... [Электронный ресурс] – URL: <https://erdc.ru/news/solnechnye-elektrostantsii-moshchnostyu-40-mv-postroyat-v-chetyrekh-regionakh-dalnego-vostoka/> (дата обращения: 20.02.2024).

25. Сотрудники АО «Сетевая компания» используют энергию солнца для охлаждения подстанционного оборудования и обогрева зданий [Электронный ресурс]. – 2024. – URL: <https://gridcom-rt.ru/press-tsentr/novosti/sotrudniki-ao-setevaya-kompaniya-ispolzuyut-energiyu-solntsa-dlya-okhlazhdeniya-podstantsionnogo-obo/> (дата обращения 03.06.2024).

26. Терёхин И.А., Балакин А.Ю. Оценка возможности применения альтернативных источников электрической энергии для питания собственных нужд тяговых подстанций дистанции электроснабжения на примере ЭЧЭ-20 «Броневая». Известия Петербургского университета путей сообщения. 2021. Т. 18. № 4. С. 601-610

27. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике» <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 19.05.2024).

28. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.

29. Христинич А.В., «Анализ отечественного и мирового опыта повышения энергетической эффективности собственных нужд трансформаторных подстанций 220-750 кВ» // Журн. Энергия единой сети – 2021. - №6(49). – С. 67-73.

30. Abhishiktha Tummala, Ratna Kishore Velamati, Dipankur Kumar Sinha, V. Indrajaya, V. Hari Krishna. A review on small scale wind turbines // Renewable and Sustainable Energy Reviews – 2016. – Vol.56. P 1351-1371.

31. Ahmet Koc, Seda Turk, Gökhan Şahin Multi-criteria of wind-solar site selection problem using a GIS-AHP-based approach with an application in Iğdir Province // Environ Sci Pollut Rea Int – 2019 [Электронный ресурс] — URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/31598925/> (дата обращения 23.03.2024).

32. APS News. – URL: <https://www.aps.org/apsnews/2008/02/becquerel-discovers-radioactivity> (дата обращения 11.06.2024).

33. First Operational Solar Cell. – URL: <https://www.vialibri.net/years/books/602112505/1883-fritts-charles-first-operational-solar-cell-a-new-form-of-selenium-cell> (дата обращения 11.06.2024).

34. Habib Forootan Fard, Ali Komeili Birjandi и Ibrahim Mahariq. Energy-related carbon dioxide emission forecasting of four European countries by employing data-driven methods // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry – 2021. – Vol.144. p.1999-2008.

35. IEA.ORG – URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker> (дата обращения: 20.03.2024).

36. Khanlari Amir, Mohammad Alhuyi Nazari. A review on the applications of multi-criteria decision-making approaches for power plant site selection // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry – 2021. – Vol.149. p. 4473-4489.

37. Le Wang, Yi Tang, Shu Zhang, Faze Wang, Jun Wang. Energy yield analysis of different bifacial PV (photovoltaic) technologies: TOPCon, HJT, PERC in Hainan // Solar Energy – 2022. – Vol. 238. P. 258-263.

38. NASA Surface meteorology and Solar Energy Location [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=&step=1&lat=50&lon=135&submit=Submit> [дата обращения: 28.09.2024].

39. Mashal, J.; Sloane, I. A Battery for Hire: AC vs. DC Coupling for Solar + Energy Storage Projects. 2018. Available online: <https://blog.fluenceenergy.com/energy-storage-ac-dc-coupled-solar> (accessed on 15 July 2019)

40. Meteonorm [Электронный ресурс]; режим доступа: <http://www.meteonorm.com/>; [дата обращения: 28.09.2024].

41. Mills, Stephen Combining solar power with coal-fired power plants, or cofiring natural gas / Stephen Mills // Clean Energy – 2018. – Vol. 2. P 1-9.

42.Sandelic, Monika. Reliability Evaluation of PV Systems with Integrated Battery Energy Storage Systems: DC-Coupled and AC-Coupled Configurations / Monika Sandelic // Electronics – 2019. – Vol.8(9) P.1059

43.TAIYANG NEWS. – URL: https://www.researchgate.net/publication/344164309_PERC_Solar_Cell_Technology_2016 (дата обращения 16.06.2024).

44. Yang, Y.; Sangwongwanich, A.; Blaabjerg, F. Design for reliability of power electronics for grid-connected photovoltaic systems. CPSS Trans. Power Electron. Appl. 2016, 1, 92–103.

45.Zanellato L, Astolfi M, Serafino A, Rizzi D, Macchi E. Field Performance Evaluation of ORC Geothermal Power Plants Using Radial Outflow Turbines. Energy Procedia // Elsevier Ltd – 2017. - Vol. 129. p. 607–614.