

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

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» Отделение Электроэнергетики и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Фотоэлектрическая система электроснабжения бензозаправочной станции

УДК 621.31.031:625.748.54

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM04	Мохаммед Сара Ахад		27.05.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Лукутин Б.В.	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника	Сайгаш Анастасия Сергеевна	к.т.н.		

Томск-2022 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
Универсальные компетенции	
УК-1	Развивать и улучшать свои способности, осуществлять поиск, анализ и синтез информации, добиваться совершенствования в обучении новых методов исследования.
УК-2	Свободно определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решений., исходя из имеющихся ресурсов.
УК-3	Использовать на практике способности и возможности в организации научно-исследовательских и производственных работ, применять знания правовых и нравственных норм при оценке своей профессиональной деятельности.
УК-4	Иметь понимание о методологических основах научного познания, функциях научной информации в развитии электроэнергетики, навыки выполнения работ с привлечением новейших информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Использовать углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные познания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в сфере электроэнергетики и электротехники.
ОПК-2	Ставить и решать высокотехнологические задачи инженерного анализа в сфере электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких главнейших и особых знаний, аналитических методов и непростых моделей в условиях неизвестности.
Профессиональные компетенции	
ПК-1	Выполнять инженерные проекты с применением нестандартных методов проектирования для достижения новых показателей, которые обеспечивают конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства.
ПК-2	Проводить инновационные инженерные исследования в сфере электроэнергетики и электротехники.
ПК-3	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по внедрению или модернизации производственных участков, определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
ПК-4	Проводить регулировочные, наладочные и испытательные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
ПК-5	Проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования, осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование
ПК-6	Проводить математическое моделирование процессов и объектов электроснабжения и их исследование на базе профессиональных пакетов автоматизированного проектирования.

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

Школа Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетикэлектротехника»
Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Сайгаш А.С.

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM04	Мохаммед Сара Ахад

Тема работы:

Фотоэлектрическая система электроснабжения бензозаправочной станции

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ul style="list-style-type: none">- данные о системе электроснабжения АЗС, расположенную вблизи города Хан-Эль-Махавиль;- статистика потребления электроэнергии и затрат на электроэнергию- учебники и учебные пособия по теме исследований, нормативно-правовая документация, монографии, периодическая литература, интернет-ресурсы.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Произвести оценку потенциала возобновляемых источников энергии и возможности их использования для электроснабжения. - Рассмотреть возможные модели систем автономного электроснабжения на базе ВИЭ; - Выполнить расчет электрических нагрузок; - Выполнить расчет технических параметров электрического оборудования; - На основе выполненного расчета произвести выбор электрического оборудования;
Перечень графического материала	схемы организации системы ЭС; структурные схемы ФЭС и ДЭС; планы региона с указанием уровня солнечной инсоляции;
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	к.э.н., доцент Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	ст. преподаватель Черемискина М.С.
Раздел на иностранном языке	к.ф.н., доцент Воробьева В.В.
Название раздела, который должен быть написан на русском и иностранном языке	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Лукутин Б.В.	д.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5AM04	Мохаммед Сара Ахад

Школа	ИШЭ	Отделение	Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Возобновляемая энергетика

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Фотоэлектрическая система электроснабжения бензозаправочной станции	Работа с научной литературой, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив разработки проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета разработки	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение бюджета научного исследования
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности разработки	Проведение оценки экономической эффективности, ресурсоэффективности и сравнительной эффективности различных вариантов исполнения
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения и бюджет проекта 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности разработки	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		02.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM04	Мохаммед Сара Ахад		02.02.2022

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
 Уровень образования магистр
 Период выполнения 2020/2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2022
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2020 – 31.12.2020	<i>Работа с литературой. Выбор объектов исследования. Сбор данных.</i>	10
01.01.2021 – 31.08.2021	<i>Анализ электропотребления объектов исследования</i>	25
01.09.2021 – 31.01.2022	<i>Оценка энергетического потенциала возобновляемых источников энергии для г. Томска. Конструктивная компоновка солнечной электростанции.</i>	25
01.02.2022 – 01.04.2022	<i>Выполнение раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</i>	10
01.02.2022 – 01.04.2022	<i>Выполнение раздела «Социальная ответственность»</i>	10
02.04.2022 – 31.05.2022	<i>Технико-экономический анализ варианта электроснабжения</i>	10
04.06.2021	<i>Завершение оформления пояснительной записки</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Б.В.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника	Сайгаш А.С.	К.Т.Н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 5AM04		ФИО Мохаммед Сара Ахад	
Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

Фотоэлектрическая система электроснабжения бензозаправочной станции	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p>Объект исследования Методика Область применения Электроэнергетика Рабочая зона: Площадка перед бензоколонками Размеры помещения 70 м² Количество и наименование оборудования рабочей зоны Топливораздаточные колонки (4 шт.), насос для бензина, кондиционер. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Снабжение бензином автомобилей.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. - СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"; - ГОСТ 22614-77 Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования - ГОСТ Р ИСО 9355-1-2009 Эргономические требования к проектированию дисплеев и механизмов управления. Часть 1. Взаимодействие с человеком - ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Взаимодействие с нефтепродуктами, а также возможность отравления их парами; 2. Загазованность - большая концентрация выхлопных газов автомобилей; 3. Недостаточный уровень освещенности; 4. Наличие статического электричества; 5. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 6. Высокий уровень шума. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы;

	<p>2. Отравление бензином через органы дыхания (аэрозоль), через кожные покровы и слизистые оболочки;</p> <p>3. Поражение электрическим током. Требуемые средства индивидуальной защиты:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Жилет сигнальный; 2. Хлопчатобумажный костюм 3. Прорезиненные фартуки; 4. Респираторы или фильтрующие противогазы; 5. Беруши. <p>Расчеты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Уровень освещения на площадке перед бензоколонкой; • Устройство защитного заземления.
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Воздействие на атмосферу: Загрязнение атмосферы в результате испарения нефтепродуктов, автомобильные выхлопы. 2. Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы в результате протечек горючего из резервуаров-хранилищ, образование нефтешламов от очистки резервуаров. 3. Воздействие на гидросферу: Наличие открытых площадок приводит к загрязнению сточных вод.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Возгорание автозаправочной станции, ДТП с участием автомобильного ТС и бензоколонки, разгерметизация нефтехранилищ и трубопроводов, утечка нефтепродуктов при доставке.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM04	Мохаммед Сара Ахад		

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена тема «Фотоэлектрическая платы система система электроснабжения перерывы бензоколонки вредные в Ираке». Данная работа содержит 118 страниц, 24 таблиц, 46 рисунков.

Перечень ключевых слов: альтернативная энергетика, система электроснабжения, фотоэлемент, солнечная электростанция.

В работе была разработана система ЭС объекта на основе солнечной электростанции. Актуальность и экономическая целесообразность разработки подтверждаются энергоэффективностью данной технологии и предложением решений существующей проблематики в энергохозяйстве страны. Эффективность использования гелиоэнергетических ресурсов для генерации электрической энергии на малых солнечных электростанциях открывает перспективу интеграции разработанного проекта в рамках стандартов цифровой энергетики .

Разработанная система электроснабжения с использованием ВИЭ является перспективной на рынке энергоэффективных технологий, обладающей большим потенциалом с учетом совершенствования технологий в электроэнергетике и электротехнике и перспективой для дальнейшего встраивания в инфраструктуру энергосистемы страны.

Аббревиатуры

АЗС – Автозаправочная станция.

ФЭП – фотоэлектрический преобразователь.

КПД – Коэффициент полезного действия .

ДГ – дизель генераторы.

ДЭС – дизельные электростанции.

ЭЭС – Электроэнергетические станции.

ЭЭ – электроэнергия.

ФДЭС – фото-дизельные системы электроснабжения.

МТНЭ – Миллион тон нефтяного эквивалента.

СФЭУ – солнечные фотоэлектрические установки .

СБ – солнечные батареи.

И – инвертор.

АБ – аккумуляторные батареи.

СУЗ – система управления и защиты.

Н – нагрузка.

ВАХ – Вольт-амперная характеристика

СФЭС – солнечные фотоэлектрические станции

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	8
ОГЛАВЛЕНИЕ	11
ВВЕДЕНИЕ	12
1. Анализ состояния энергетики Ирака	16
1.1 Анализ объекта исследования	16
1.2 Анализ современного состояния ЭЭС Ирака	20
1.3 Способы снижения потерь электроэнергии в электросетях	27
2. СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ КАК ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ	31
2.1 Оценка ресурсов солнечной энергетики: перспективы, особенности работы и расчёта экономической эффективности	31
2.2 Электрооборудование для АЭС и постановка задачи	42
2.3 Анализ типов солнечных ЭС	52
2.4 Этапы построения ФДСЭС объекта	57
2.5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ АЭС ПОСРЕДСТВОМ ВИЭ	57
3. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ИРАКА ДЛЯ ЭС ПОСРЕДСТВОМ ВИЭ	58
3.1 Анализ электропотребления электроэнергии на АЭС	62
3.2. Сети электроснабжения	63
3.3. Специфика электроснабжения АЭС	64
4. Расчетная часть	67
4.1. Оптимизация автономной гибридной электростанции с параллельной работой дизельной и фотоэлектрической составляющих по критерию коэффициента использования установленной мощности	73
4.2. Оценка себестоимости ЭЭ ФДЭС с параллельной работой дизельной и фотоэлектрической	86
5. Оптимизация ФДЭС с раздельной работой фотоэлектрической и дизельной частей	89
5.1. Оптимизация ФДСЭС	91
5.2. Оптимизация ФДЭС	95
5.3. Вариант покрытия летнего вечернего максимума энергией аккумуляторной батареи	101
5.4. Вариант ночного электроснабжения потребителя в зимний период от аккумуляторных батарей	103
5.5. Оценка экономических показателей ФДЭС	103
6. Социальная ответственность	106
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	155
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	156

ВВЕДЕНИЕ

Развитие и усложнение систем электроснабжения, возрастающие требования к экономичности и надежности их работы, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современных средств вычислительной техники и компьютерных технологий усиливают актуальность проблемы подготовки высококвалифицированных инженерных кадров в этой области.

Следствием этого является необходимость совершенствования системы энергоснабжения не только промышленных предприятий, но также и предприятий гражданского сектора, создание надежных систем электроснабжения, развитие электрических сетей и электрооборудования, автоматизированных систем управления; обеспечение быстродействия и селективности релейной защиты и оперативной автоматики; автоматизации измерений и учета электроэнергии; внедрение новейшего электрооборудования. Поэтому важнейшими задачами развития систем энергоснабжения является повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональная эксплуатация высоконадежного оборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Развитие возобновляемой энергетики является ключевым фактором энергетической безопасности и устойчивого развития во многих странах на сегодняшний день. Основные преимущества возобновляемых источников энергии перед традиционными не возобновляемыми видами топлива заключаются в неисчерпаемости и относительной экологической чистоте. Использование возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) не изменяет энергетический баланс планеты.

Плотность потока солнечного излучения для субтропического климата Ирака (41-50° с.ш.) - среднегодовая 250 Вт/м² (до 800 Вт/м² максимум). При таком освещении, в полдень, современные солнечные панели выдают до 120 Вт (при КПД=15% и температуре 30-35°С) электрической мощности с квадратного метра. Отличительной особенностью климата Ирака является наличие 350 солнечных дней в году, небольшие скорости ветра (2-5 м/с), что делает очевидным выбор в качестве возобновляемого источника именно солнечной энергии. В настоящее время Ирак не имеет единой энергетической системы. Электроснабжение потребителей осуществляется от локальных источников: электростанций малой мощности, генераторных установок на основе двигателей внутреннего сгорания (бензиновых, дизельных, газопоршневых, газотурбинных). Получаемая с помощью таких источников электроэнергия имеет высокую стоимость, зачастую не обеспечивается бесперебойное питание нагрузки.

Для решения данных проблем с электропитанием АЗС, а также для использования погодно-климатического потенциала некоторых регионов можно использовать так называемые альтернативные источники энергии, которые позволяют получать электричество с помощью природных неисчерпаемых ресурсов.

Использование возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии позволяет существенно сократить расходы и повысить надёжность электроснабжения, последнее особенно важно для ответственных потребителей, таких как правительственные учреждения, госпитали, предприятия химической и военной промышленности и другие [1].

Актуальность работы. Энергетические проблемы — одни из важнейших мировых проблем современности, они затрагивают самым

непосредственным образом многие страны. Недостаточность производства электроэнергии, ее дороговизна сдерживают не только создание промышленности и перерабатывающих отраслей, но и социальное развитие.

Основу локальной энергетики Ираке составляют дизель генераторы (ДГ) и дизельные электростанции (ДЭС) на их основе. Как источники электроэнергии автономных систем электроснабжения они обладают очевидными достоинствами и известными недостатками, к главным из которых относятся большой расход органического топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии и загрязнение окружающей среды. В тоже время полноценной замены им нет. Серьезной проблемой изолированных от центральных энергосистем потребителей является дальний и дорогостоящий транспорт топлива, ограниченный сроками сезонного завоза, что является одной из главных причин снижения надежности электроснабжения [2].

Цель работы и задачи исследования: Совершенствование системы электроснабжения бензоколонки в Ираке путём интеграции фотоэлектростанции.

В работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Изучить состояние электроэнергетики в Ираке;
2. Проанализировать электропотребления в Ираке;
3. Провести проектирование и оптимизацию фотодизельной системы электроснабжения;
4. Рассчитать себестоимость электроэнергии ФДЭС.

Научная новизна

1. Представлен алгоритма выбора фотоэлектрической части автономной фото-дизельной системы электроснабжения (ФДЭС) АЗС с совместной работой фотоэлектрической и дизельной частей по критерию максимума коэффициента использования установленной мощности.

2. Проведен анализ эффективности использования солнечных панелей от угла наклона последних к уровню горизонта. Рассмотрена возможность автоматического управления углом наклона солнечных панелей.

3. Оценена эффективность использования ФЭУ в указанном регионе Ирака. С учетом этих данных спроектирована система электроснабжения заправочной станции. Данный опыт может быть применим и к другим объектам.

Объектом исследования являются ВИЭ и системы электроснабжения на их основе.

Предметом исследования является проектирование энергетического комплекса для электроснабжения.

Для осуществления поставленной цели в выпускной квалификационной работе решается ряд задач:

- Произвести оценку потенциала возобновляемых источников энергии и возможности их использования для электроснабжения.
- Проанализировать подходы к формированию систем электроснабжения с ВИЭ;
- Рассмотреть возможные модели систем автономного электроснабжения на базе ВИЭ;
- Выполнить расчет электрических нагрузок;
- Выполнить расчет технических параметров электрического оборудования;
- На основе выполненного расчета произвести выбор электрического оборудования;
- Рассмотреть вопросы безопасности при монтаже и эксплуатации технического оборудования.

1. Анализ состояния энергетики Ирака

1.1 Анализ объекта исследования

Ирак — государство на Ближнем Востоке, в Месопотамской низменности, в долине рек Тигр и Евфрат. Граничит на юго-востоке с Кувейтом, на юге с Саудовской Аравией, на западе с Иорданией и Сирией, на севере с Турцией, и Ираном на востоке, между широтами $29^{\circ} 5'$ и $37^{\circ} 22'$ северной широты и $38^{\circ} 45'$ и $48^{\circ} 45'$ восточной долготы рисунок 1. Территория Ирака омывается водами Персидского (Арабского) залива на юго-востоке страны. [2]

Климат Ирака характеризуется прежде всего крайне знойным летом и умеренными зимой: самые высокие значения температуры в июне, июле и августе между 43°C и 50°C в середине дня, термометр в тени показывает до 50°C с июня по сентябрь как на севере, так и на юге страны. При всем этом наблюдается полнейшая сушь, и только на севере (Мосул) ночи приносят кое-какую прохладу.



Рисунок 1 – Карта Ирака с нанесенными отметками о потенциале солнечной энергии.

Энергетический профиль Ирака характеризуется общими для периода до 2003 года тенденциями. Помимо гидроэнергетики, вклад возобновляемых источников энергии незначителен, без четких шагов, чтобы использовать его предусматриваются возобновляемые ресурсы. Значительный потенциал Ирака при использовании солнечной энергии обусловлен месторасположением страны, она лежит в пределах глобального солнечного пояса (Рисунок 2).

Каждые неиспользуемые 100 км² западной и Южной пустыни имеют потенциал производства энергии эквивалентный 30 млн. тонн нефтяного эквивалента (МТНЭ) в год с помощью фотоэлектрических панелей.

Это делает Ирак идеальным местом для инвестиций в возобновляемые источники энергии на основе солнечных батарей. Потенциал солнечной энергии оценивается примерно в 3,4 млрд кВтч в год, что эквивалентно общей мощности 5,9 ГВт. Это соответствует площади приблизительно 10 квадратных километров солнечных батарей на эффективность 16 процентов.

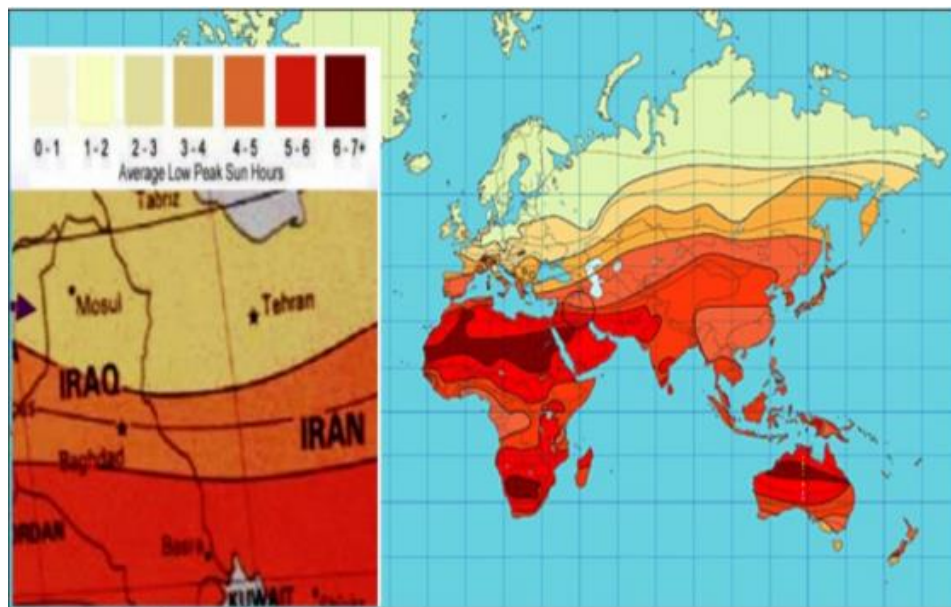


Рисунок 2 – План распределения территорий относительно уровня инсоляции солнечной энергии.

Солнечная энергия может широко использоваться на двух третях территории Ирака. В западных и южных районах продолжительность

солнечного излучения составляет от 2800 до 3000 часов в год более 6,5 - 7 кВт * ч/м² горизонтального излучения в день (рисунок. 2).

Это делает оба региона чрезвычайно благоприятными для инвестиций в строительство солнечных электростанций[3, 2].

Жизнеспособность данных о солнечном излучении имеет жизненно важное значение для экономного использования солнечной энергии.

Измерение данных о солнечной энергии во всех районах Ирака имеет важное значение для оценки преимуществ использования солнечной энергетики в Ираке. Рисунок 2 показывает карту распределения солнечного излучения Ирака [4].

На рисунке 3 представлены результаты сравнения солнечной инсоляции для некоторых городов в Ираке. Из данных, представленных на рисунках 2 и 3, все указанные города в Ираке, очевидно, имеют высокий уровень солнечного излучения.

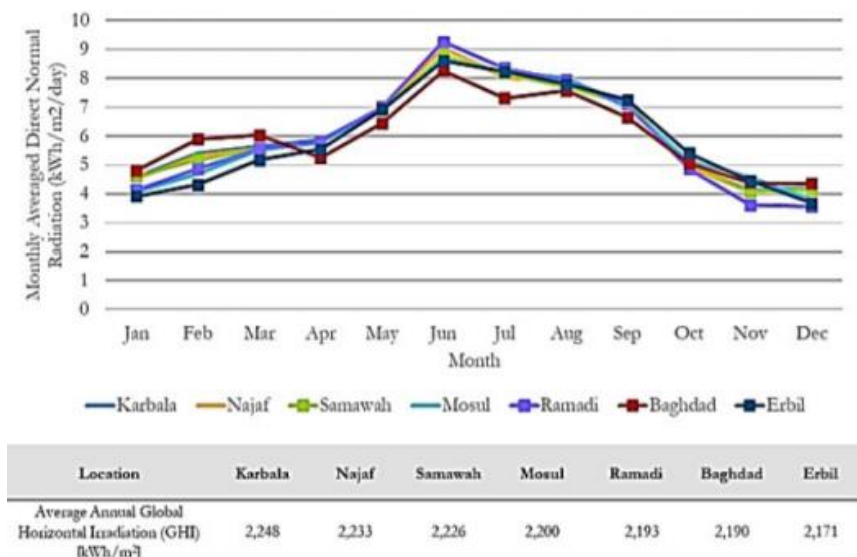


Рисунок 3 – Среднее прямое нормальное излучение для разных мест

Основные характеристики солнечного излучения в Ираке можно резюмировать следующим образом:

– Солнечная инсоляция сильно снижается с севера на юг, увеличивается зимой и уменьшается летом. Летом (с июня по август) на иракских территориях наблюдается гораздо более равномерное распределение солнечного излучения.

– Спад солнечной энергии с востока на запад считается небольшим с некоторыми оценочными погрешностями.

– Оценка солнечной инсоляции зависит от взаимосвязей, полученных на основе данных, которые были измерены метеорологическими станциями в мелких и крупных городах. Эти места получают меньше излучения, чем окружающие зоны из-за загрязнения, таким образом, фактические уровни излучения выше, чем измеренные значения.

– Благодаря равномерному распределению солнечного излучения по всему Ираку, солнечные фотоэлектрические технологии подходят для производства электроэнергии по всему Ираку.

– Солнечная фотоэлектрическая технология, также соответствует для автономного производства электроэнергии на электростанциях в сельских пустынных районах.

Таким образом, электроэнергетика Ирака должна ориентироваться на широкое использование ВИЭ, это будет соответствовать основным тенденциям развития мировой энергетики и сохранению экологической ситуации в стране, а также обеспечит ее экономическую безопасность.

Для разработки государственной программы развития электроэнергетики Ирака, ориентирующейся на использование экологически чистых ВИЭ, необходимо выполнить дополнительные изыскания, направленные на уточнение региональных энергетических потенциалов и потребностей местных, несистемных потребителей.

В решении энергетических проблем, связанных с использованием ВИЭ, целесообразно объединение ближневосточных арабских стран, имеющих сходные как природные условия, так и социальноэкономические тенденции развития

- Плотность солнечной энергии в Ираке является одной из самых высоких в мире.
- Ирак расположен вблизи экваториального (солнечного) пояса, что дает Ираку необходимые природные условия для использования солнечной энергии.
- Продолжительность солнечного сияния составляет от 2800 до 3000 часов в год при горизонтальном излучении более 6,5-7 кВтч / м² в день. Это делает регион чрезвычайно благоприятным для инвестиций в строительство солнечных электростанций.

Основная проблема в развитии и становлении солнечной энергетики заключается в двух основных моментах: во-первых, низкая осведомленность общественности о сокращении потребления и рациональном использовании электроэнергии, во-вторых: низкая осведомленность общественности и лиц, принимающих решения, о важности использования всех проектов по солнечной энергетике в качестве альтернативы вместо ископаемого топлива. В заключении отметим актуальность и востребованность создания оптимальной модели решающей задачу эффективного управления энергосистемой Республики Ирак и дающей направления для использования потенциала развития солнечных электростанций в энергосистемах на Ближнем Востоке.

1.2 Анализ современного состояния ЭЭС Ирака

Развитие электроэнергетических сетей республики несомненно ведет к получению сложносвязанной и многоуровневой системы, которая не может

функционировать без жестких механизмов управления. Даны предложения по использованию элементов интеллектуальных сетей в системе электроснабжения Республики Ирак.

Электричество в Ираке появилось в 1917 году с приходом британской армии, построившей первую электростанцию Alaboukhana. В 1931 году в Ираке открыта первая национальная электростанция. В 1952 году мощность всех электростанций страны достигла 41 МВт. После 1991, из-за войны и экономической блокады, электроэнергии для внутреннего потребления стало не достаточно (рисунок. 4).



Рисунок 4 – Динамика проектной и необходимой мощности в Ираке по годам

В семидесятых годах прошлого века создана централизованная система генерации и распределения электроэнергии, охватившая большую часть территории страны. Количество производимой электроэнергии в Ираке вдвое превышало потребности страны, избыток её экспортировался в соседнюю Турцию. Система ЭЭС Республики Ирак насчитывает 24 подстанции напряжением 400/132 кВ, общей мощностью 17000 МВА; 208 подстанций 132/33 кВ общей мощностью 27000 МВА; подстанции

напряжением 33/11 кВ; распределительные сети различных классов напряжения (400кВ, 132кВ, 33кВ, 11кВ), Данные представлены на рисунке 5.

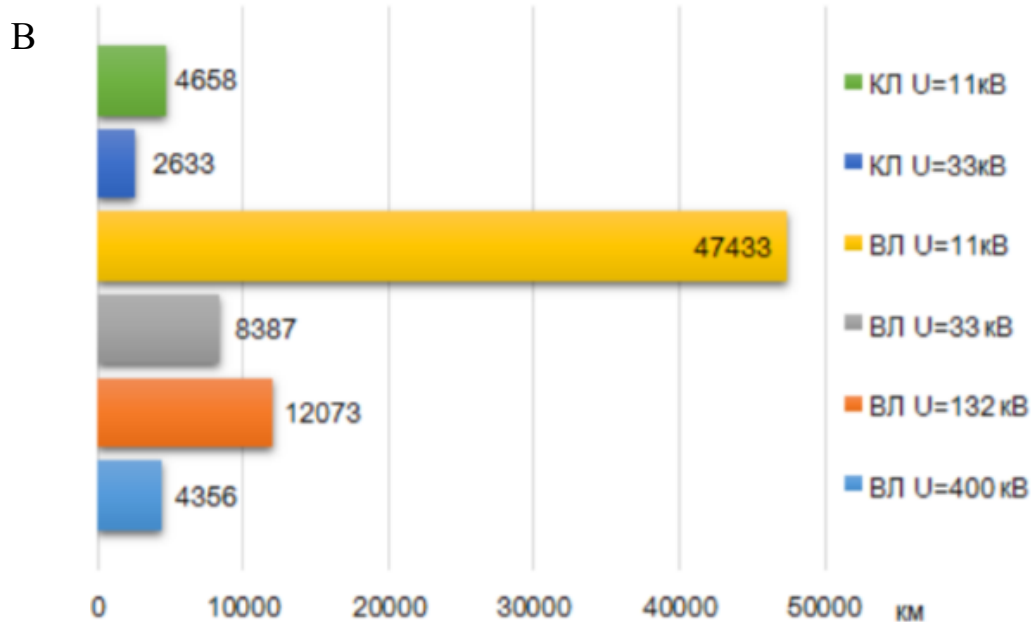


Рисунок 5 – Протяженность линий электропередачи в Ираке

ЭЭС Республике Ирак для производства электроэнергии используются природные ресурсы (нефть, вода, газ). После 2003 года, всвязи с увеличением спроса на электроэнергию, были введены дополнительные источники энергии, такие как баржи, мобильные генераторы, кроме того осуществлен импорт энергии из соседних стран. Процентное соотношение источников энергии в Ираке показано на рисунке 6.

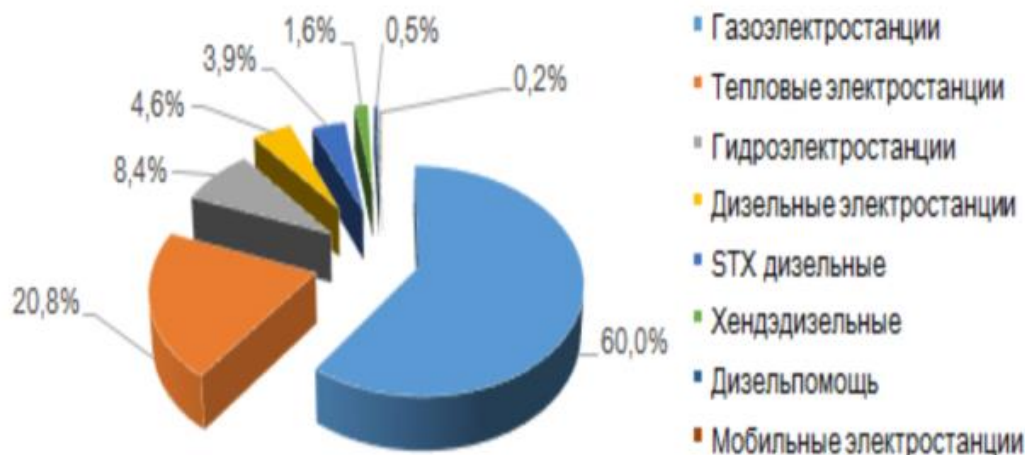


Рисунок 6 – Уровень участия, %, в производстве электроэнергии различных типов электростанций

Уровень технологических потерь в энергосистеме Ирака значительный. Так в системе производства электроэнергии он составляет 10-17%, транспортировки – 13-44%, распределения – до 70% (рисунок 7).

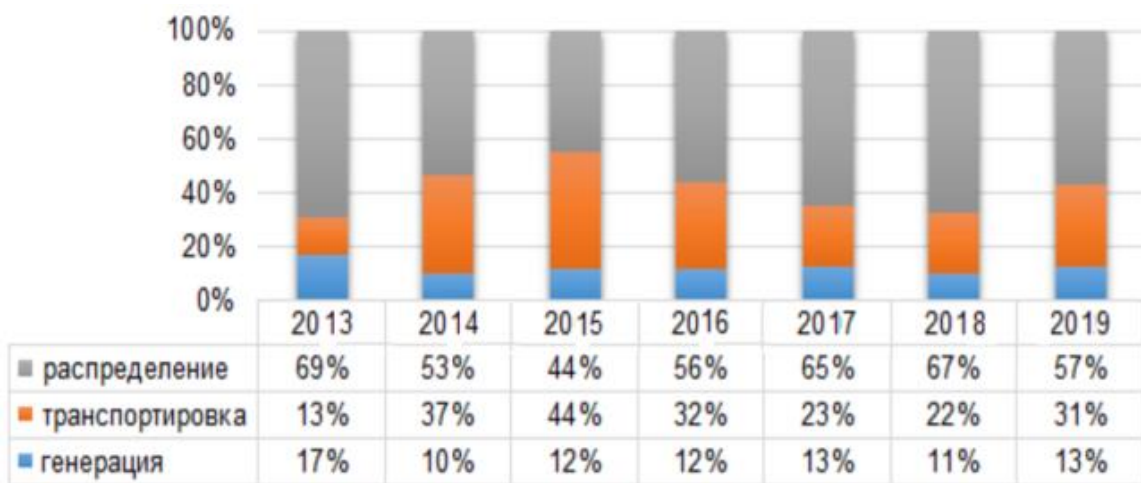


Рисунок 7 – Динамика уровня технологических потерь в ЭЭС Ирака.

Дефицит электроэнергии остается одной из самых больших проблем для Ирака и ключевым компонентом правительственного плана социально-экономического развития и программы реконструкции после войны с ISIS (2014-2017). Протесты вспыхнули прошлым летом во многих южных провинциях, включая Басру, осуждая безудержную коррупцию, отсутствие основных услуг, включая питьевую воду и электричество.

Кризис усугубляется тем, что с 2003 года потребление электроэнергии в Ираке ежегодно растет средними темпами роста на уровне 6-7 процентов. Рост потребления электроэнергии объясняется главным образом увеличением численности населения и повышением экстремальных температур выше 50 градусов Цельсия в летние жаркие дни.

Нет точной оценки пикового спроса по всей стране, но многие считают, что он колеблется между 25,000 – 30,000 МВт летом 2018, в то время как центральная генерирующая мощность колебалась вокруг 15,000 МВт (Рисунок 8).[3]

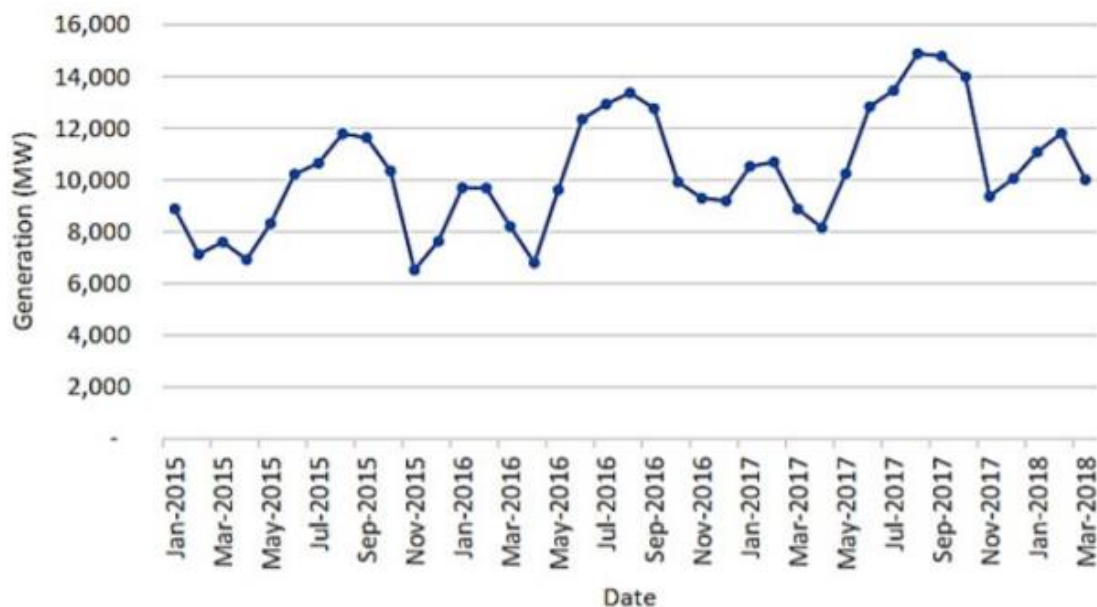


Рисунок 8 – Производство электроэнергии в Ираке

Ожидается, что текущий дефицит спроса и предложения достигнет 20 000 МВт к 2022 году, в то время как общий пиковый спрос, вероятно, достигнет к 2030 году где-то от 50 000 до 60 000 МВт, поскольку ожидается, что рост потребления электроэнергии в течение следующих пяти лет восстановится, как только Ирак будет стремиться перейти в не зависящую от нефти экономику [3,5].

Расчетное потребление электроэнергии на душу населения в Ираке составляет около 1300 кВт*ч в год. Этот объем существенно ниже, чем в соседних странах. Чрезмерная зависимость Ирака от сжигания ископаемых видов топлива для производства электроэнергии, график которой представлен на рисунке 5, привела к возникновению ряда экологических проблем и возложила на Министерство нефти тяжелое бремя по удовлетворению растущего спроса на электроэнергию. Обеспечение поставок природного газа для поддержания производства электроэнергии на текущем уровне, не может быть выполнено вследствие отсутствия инвестиций в данной отрасли.

По оценкам ОВОС Ираку, для покрытия дефицита электрической энергии за счет использования ВИЭ необходимо установить около 70 гигаватт генерирующих мощностей и перейти от преимущественно нефтяного энергоблока к более эффективному использованию возобновляемых источников энергии.

Следовательно, решение проблемы потребности в электроэнергии имеет первостепенное значение для будущего правительства, чтобы исправить нарушенные экономики, который мог бы служить связующим мостом между экономиками государств Персидского залива и Европы. В этом контексте надежное электроснабжение имеет центральное значение для поддержки экономических целей Ирака по обеспечению роста в ненефтяных секторах.

Использование возобновляемых источников энергии активно исследуется в рассматриваемом регионе. Так, Саудовская Аравия, крупнейший производитель нефти в мире, приняла агрессивную цель получить 9,5 ГВт энергии из возобновляемых источников к 2023 году и подписала меморандум о взаимопонимании с японским многонациональным инвестиционным банком,

чтобы построить солнечную электростанцию, мощностью 200 ГВт к 2030 году стоимостью \$200 миллиардов долларов.

Если эта солнечная электростанция будет построена, она будет примерно в 200 раз больше самой большой солнечной электростанции в мире. Саудовский акцент на развитие возобновляемых источников энергии является частью плана по избавлению экономики от нефтяной зависимости.

Преимущества были признаны другими странами региона, а также путем реализации агрессивных программ возобновляемых источников энергии, в том числе в Объединенных Арабских Эмиратах, которые установили целевой показатель чистой энергии 7 процентов к 2020 году и 30 процентов к 2030 году. Дубайское Управление по электроснабжению и водоснабжению (DEWA) заключило контракт на осуществление трех этапов проектов солнечной фотоэлектрической энергии (PV), последний из которых имеет номинальную мощность 800 МВт. Абу-Даби начато строительство 1.17 ГВт солнечной фотоэлектрической фермы. Кувейт поставил перед собой цель к 2030 году обеспечить 15% производства энергии за счет возобновляемых источников энергии, что примерно эквивалентно 4,5 ГВт производства электроэнергии. Другие страны, такие как Египет, Марокко, Иордания и Оман, также осуществили значительные программы использования возобновляемых источников энергии[6].

Однако Ирак по-прежнему отстает от своих региональных коллег в осуществлении инициатив по использованию возобновляемые источники энергии для производства электроэнергии

Современные электрические сети Ирака состоят из радиальных линий с односторонним потоком энергии. В настоящее время развиваются и закольцованные электрические сети. Согласно концепции интеллектуальной сети будущая сеть уже не будет иметь иерархическую структуру, и крупные

потребители будут в ней перемешаны с большим количеством относительно маломощных источников энергии, а также и регуляторов напряжения, единичных мощных станций, компенсаторов реактивной мощности и т.д.

Перетоки мощности по такой сети не будут строго детерминированными. Очевидно, что такая сложно неструктурированная сеть (сравнимая с сетью Интернет) должна иметь мощную управляющую систему, согласовывающую между собой работу всех этих многочисленных компонентов сети. Для подключения всех сетевых компонентов необходимо «общение» их друг с другом и с центром управления, разработка юрисдикций телекоммуникационных сетей, которым предполагается стать беспроводными.

Разработка сетевых полностью управляемых компонентов, снабжённых системами самодиагностики и мониторинга, а также надёжными каналами передачи и приема информации – все это является одним из направлений концепции интеллектуальной сети Республики Ирак.

В сложившихся условиях перспективной представляется возможность использования интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной электрической сетью (Smart Grid), которая позволяет обеспечить управляемость и повысить передающую способность сетей

1.3 Способы снижения потерь электроэнергии в электросетях

Энергосбережение или экономия электроэнергии является практической реализацией научных, правовых, технических, организационных, экономических и производственных мероприятий, направленных на рациональное использование и расходование энергетических ресурсов, а также на внедрение в хозяйственный оборот рациональных возобновляемых источников энергии. Энергосбережение и экономия электроэнергии - важная задача сохранения наших природных ресурсов.

Повышение энергоемкости некоторых производств, увеличение количества техники, задействованной в производственных процессах на предприятиях и постоянный рост цен на энергоносители явилось серьезным фактором в решении вопроса об экономии электроэнергии.

К сожалению, универсального способа экономить электроэнергию сейчас не существует, однако разработаны многочисленные методики, устройства и технологии, которые помогают перевести энергосбережения на качественно новый и лучший уровень.

Вопрос экономии электроэнергии достаточно многоплановый и необходим стратегический подход, для максимально эффективного использования всех производственных мощностей при минимально возможных энергетических затратах.

Выработаны подходы к экономии электроэнергии, основанные на использовании и практическом внедрении энергосберегающих технологий, призванных уменьшить потери электроэнергии там, где это возможно.

На данный момент уже существует много устройств, применение которых позволяет добиться сокращения потерь при работе электрического оборудования. Основными устройствами из них является частотно-регулируемые приводы и конденсаторные установки.

По мнению международных экспертов относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электросетях можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4–5 %. В России их величина равна 11–13 %, в Японии и Западной Европе – не более 6–7 %.

Потери электроэнергии бывают абсолютные (общие), технологические и коммерческие (в кВт·ч или в %). Абсолютные потери представляют собой разность электроэнергии, отпущенной в сеть и полезно отпущенной.

Электроэнергия, отпущенная в сеть, определяется по суммарному показанию электросчетчиков, установленных у источников электроэнергии, полезно отпущенная – по суммарному показанию электросчетчиков, установленных у потребителей электроэнергии и оплаченной потребителями.

Относительные общие потери определяются путем деления абсолютных потерь на электроэнергию, отпущенную в сеть (обычно в %), относительные технологические потери:

- путем деления технологических потерь на общие потери (обычно в %), относительные коммерческие
- путем деления коммерческих потерь на общие потери (обычно в %).

Технологические потери определяются расчетным путем. Они обусловлены физическими процессами передачи и распределения электроэнергии, делятся на условно-постоянные (практически независимые от нагрузки) и переменные (зависящие от нагрузки) и могут быть выражены в кВт·ч или в % от абсолютных потерь.

Как правило, они имеют место в проводах линий электропередачи и в обмотках трансформаторов и электрических машин. Условнопостоянные потери пропорциональны квадрату напряжения и чаще всего происходят в магнитопроводах трансформаторов и электрических машин. Это потери на вихревые токи и на гистерезис.

Коммерческие потери определяются как разность абсолютных и технологических потерь и могут быть выражены в кВт·ч или в % от абсолютных потерь. В России этот вид потерь составляет примерно 15 % и более от общих потерь. В Ираке официально принято считать, что они не превышают 13 %.

Коммерческие потери имеют две составляющие:

- погрешности при измерении электроэнергии, отпущенной в сеть, и полезно отпущенной электроэнергии;
- хищение электроэнергии.

Погрешности при измерении количества электроэнергии зависят от погрешностей измерительных комплексов – электросчетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и линий присоединения к трансформаторам напряжения. На их величину влияет низкий коэффициент мощности нагрузки у потребителей, несимметрия напряжений и несинусоидальность напряжения в сети. Особенно большие погрешности имеют старые электросчетчики индукционного типа. Они занижают показания до 15, а в отдельных случаях до 20 %. В настоящее время в республике Ирак количество электросчетчиков, с окончившемся сроком службы составляют 80–92 % от общего числа. Кроме того, надо учитывать, что на величину погрешностей влияют магнитные и электрические поля различной частоты, недогрузки и перегрузки измерительных комплексов, недостаточная чувствительность электросчетчиков при малых нагрузках

2. СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ КАК ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

2.1 Оценка ресурсов солнечной энергетики: перспективы, особенности работы и расчёта экономической эффективности

Известно, что Солнце каждую секунду даёт Земле более 80 тысяч миллиардов киловатт энергии, т. е. в несколько тысяч раз больше, чем все электростанции мира.[7]

Населённые пункты с небольшим количеством населения, удаленные от источников энергии, потребляют малое количество энергии, что в значительной мере усложняет процесс формирования мощной централизованной энергосистемы[6].

Использование возобновляемых источников энергии может привести к резкому снижению расходов бюджетных средств на завоз топлива для удаленных электростанций, работающих на топливе из углеводородов, а также к повышению надежности доставки населению электрической энергии. Также развитие альтернативной энергетики может стать стимулом для освоения удаленных и труднодоступных территорий с целью развития иной деятельности [8].

Вследствие отсутствия многочисленных требуемых исходных данных для расчёта технического и экономического потенциала солнечной энергии, учёные принимают ряд допущений. Поэтому, результаты определения технического и экономического потенциала солнечной энергии следует квалифицировать как экспертную оценку, так как она является единственным методом, который используется в настоящее время.

Технический ресурс солнечной радиации при производстве электроэнергии находится умножением валового потенциала на 0,001

(принимаемая доля площади) и на 0,15 (КПД фотоэлектрических солнечных модулей) и переводится в размерность т у.т. из расчёта 0,34 кг у.т./кВт ч [7,3].

Экономический ресурс солнечной радиации при производстве электроэнергии находится умножением годового потребления электроэнергии на 0,05% и переводится в размерность т у.т. умножением на коэффициент 0,34 кг у.т./кВт ч.

Экономический ресурс солнечной энергетики в сравнении с другими ВИЭ куда более скромнен. Так, он более чем в 3,5 раза меньше ветровой энергетики и примерно в 23 раза меньше малой гидроэнергетики.

Однако темпы развития солнечной энергетики предполагают в ближайшее время значительное улучшение её экономического потенциала, исходя из достигнутого уровня техники и современных экономических и хозяйственных условий.

В настоящее время метод фотоэлектрического преобразования в мире стал одним из приоритетных направлений получения солнечной электроэнергии. Это обусловлено тем, что он обеспечивает:

- максимальную экологическую чистоту преобразования энергии;
- возможность получения энергии практически в любом районе;
- значительный срок службы;
- малые затраты на обслуживание;
- независимость эффективности преобразования солнечной энергии от установленной мощности.

Важным обстоятельством является тот факт, что солнечные фотоэлектрические установки (СФЭУ) отличаются относительной простотой конструкции, низкой металлоёмкостью, могут работать с одинаковой эффективностью в любом диапазоне мощности и на любой географической

широте. Трудности в практической реализации строительства СФЭУ обусловлены прежде всего высокой стоимостью фотопреобразователей (10-12 тыс. руб/кВт).

Конструктивно СФЭУ содержит (рисунок 9):

- солнечные батареи (СБ), содержащие фотоэлементы;
- инвертор (И), выполненный на полупроводниковых приборах, как правило, в своей конструкции, содержащий трансформатор;
- аккумуляторные батареи (АБ);
- систему управления и защиты (СУЗ).

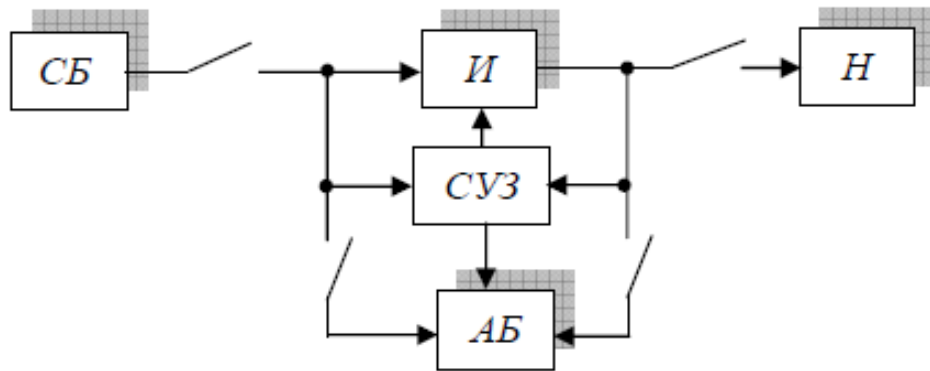


Рисунок 9 – Структурная схема СФЭУ с подключённой нагрузкой Н

Солнечные батареи СБ преобразуют энергию солнечного излучения в электрическую энергию постоянного тока. Инвертор преобразует напряжение постоянного тока в напряжение переменного тока, а его трансформатор осуществляет согласование напряжения солнечных батарей СБ с напряжением нагрузки Н. Аккумуляторные батареи являются резервным источником питания. Система управления и защиты СУЗ обеспечивает стабилизацию напряжения, переход питания нагрузки от резервного источника и защиту устройства от аварийных режимов работы.

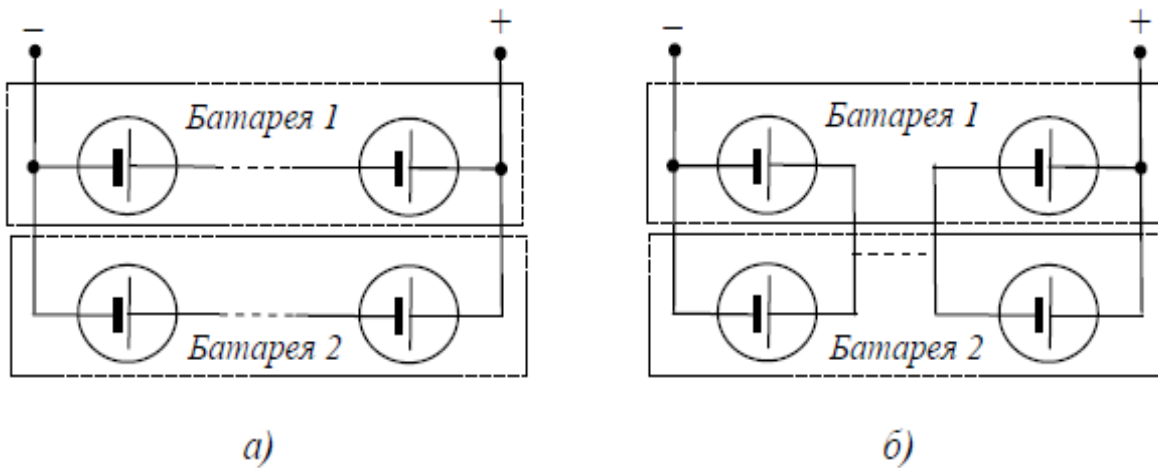


Рисунок 10 – Схемы включения элементов солнечных батарей

Ток СФЭУ можно увеличить с помощью параллельного включения солнечных батарей (рисунок 10, а). Солнечные батареи должны иметь одинаковое количество элементов, обеспечивающих одинаковое напряжение. Вследствие разной освещённости солнечных элементов, показанных на рисунке 10, а, генерируемые ими напряжения будут немного отличаться друг от друга. Поэтому эффективно будет работать только один солнечный элемент. При включении солнечных элементов по схеме, показанной на рисунке 10, б, напряжения, генерируемые ими, более равномерно распределяются по солнечной батарее. Вследствие этого частичное затенение элементов не принесёт большого вреда для работы солнечной батареи.

Для увеличения напряжения СФЭУ необходимо включать последовательно элементы солнечных батарей. Напряжение в этом случае будет равно сумме напряжений на всех составляющих солнечных элементов. Ток, отдаваемый СФЭУ, будет ограничен током худшего элемента.

Для СФЭУ с большой площадью солнечных панелей, состоящих из множества последовательно-параллельных соединённых ячеек, необходимо учитывать теневой эффект, который возникает при частичном затемнении панели. Если ячейка в последовательной цепи полностью затемнена, то она из источника энергии превращается в потребителя. Из-за последовательной связи

с освещёнными ячейками в цепи протекает ток, разогревающий затенённую ячейку мощностью потерь, выделяющейся на её внутреннем сопротивлении. Таким образом, происходит уменьшение электрической мощности СБ.

Для того, чтобы уменьшить влияние теневого эффекта на энергетические характеристики СБ последовательную цепь фотоэлектрических модулей с помощью обходных диодов делят на несколько участков (рисунок 11).

Известно, что генерируемая СБ мощность увеличивается при более низких температурах. Однако максимуму мощности при различных температурах соответствуют различные напряжения. Для устранения этого недостатка СФЭУ должна иметь стабилизатор напряжения.

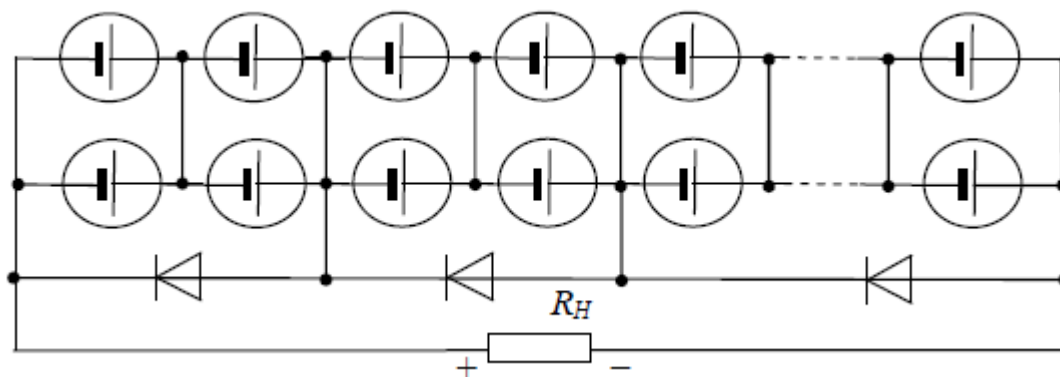


Рисунок 11 – Схема включения обходных диодов между солнечными элементами СБ

Величина нагрузки СБ в значительной степени влияет на величину снимаемой с неё мощности. Рабочая точка фотоэлектрической панели может быть определена как точка пересечения её ВАХ с ВАХ нагрузки. Таким же образом может быть определена рабочая точка на пересечении энергетических характеристик фотопреобразователя и нагрузки. Из рисунок 7 видно, что максимальную мощность можно снять с СБ на нагрузке с сопротивлением R_2 .

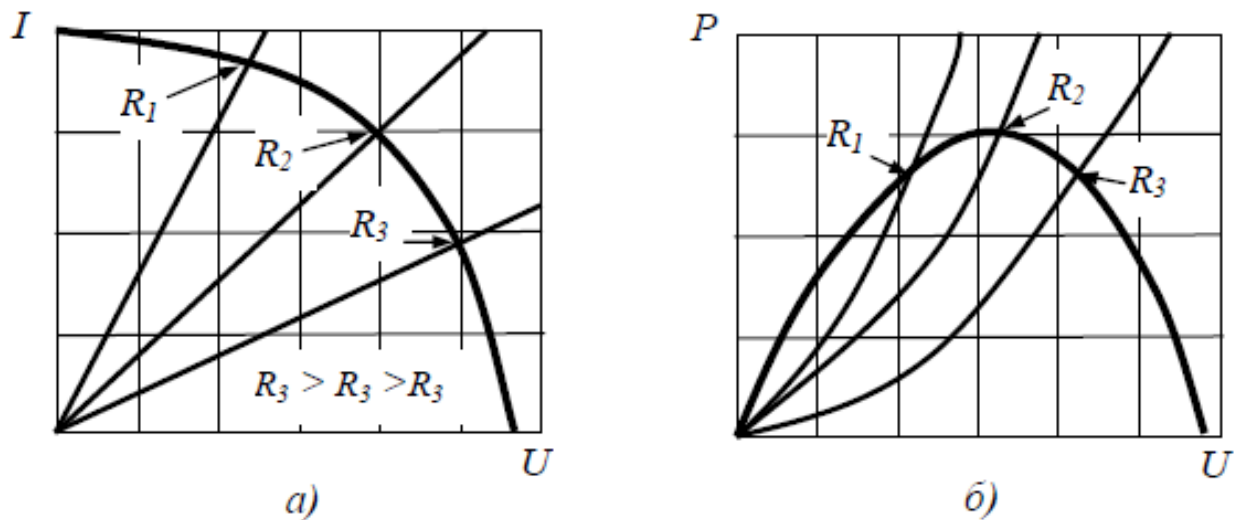


Рисунок 12 – ВАХ фотопреобразователя при различных сопротивлениях нагрузки (R_1, R_2, R_3)

Солнечные элементы на основе кремния имеют КПД 12—15%. КПД лабораторных образцов в настоящее время достигает 23%. Мировое производство солнечных элементов превышает 50 МВт в год и увеличивается ежегодно на 30%.

Влияние интенсивности солнечного излучения на вид вольтамперной характеристики (ВАХ) солнечной батареи (СБ) иллюстрируется кривыми приведёнными на рисунке 13, а.

При снижении интенсивности солнечного излучения ВАХ фотоэлемента сдвигается вниз, что определяет значительное снижение тока короткого замыкания. Напряжение холостого хода при этом уменьшается не значительно.

Угол падения солнечных лучей на поверхность оказывает влияние на интенсивность облучения фотоэлектрической СБ. Ток нагрузки, источником которого являются СБ, определяется по формуле

$$I_h = I_0 \cos \alpha \quad (1);$$

где I_0 - максимальный ток панели, облучаемой перпендикулярно падающими световыми лучами,

α - угол падения солнечных лучей, отложенный от нормали приёмной поверхности панели.

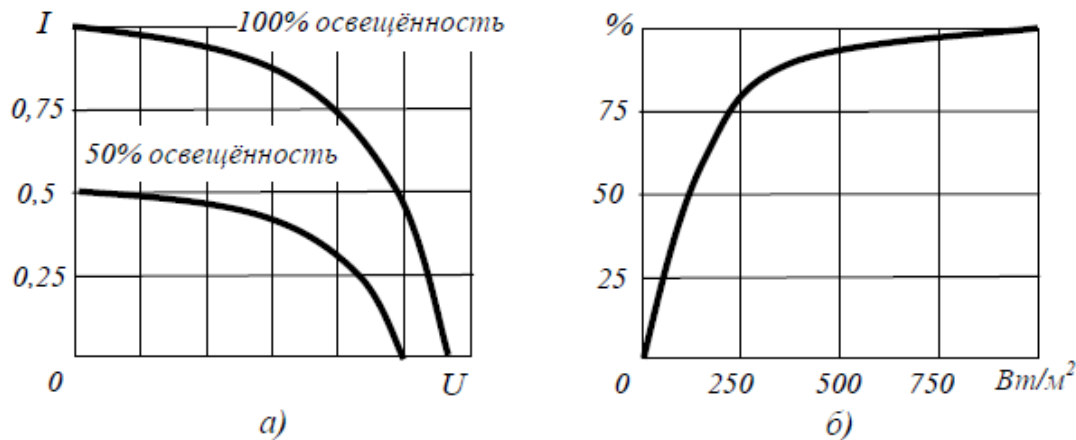


Рисунок 13 – ВАХ фотоэлемента (а) и зависимость эффективности фотопреобразования (б) от интенсивности солнечного излучения

Зависимость (1) даёт удовлетворительный результат для углов $\alpha = 0 - 50^\circ$. При увеличении угла α параметры фотопреобразовательного модуля заметно отклоняются от косинусоидальной зависимости и при $\alpha = 85^\circ$ фотоэлемент прекращает генерировать электроэнергию. КПД фотопреобразовательного модуля (элемента) мало зависит от интенсивности солнечного излучения в рабочем диапазоне. По рисунку 13, б видно, что в диапазоне изменения интенсивности солнечного излучения 800 – 1000 W/m^2 эффективность фотопреобразования меняется незначительно. Следовательно, мощность СБ в облачный день снижается по сравнению с солнечным только из-за меньшей солнечной энергии, падающей на приёмную поверхность фотопреобразователя. Обычно, при небольшой облачности, СБ может выдавать до 80% своей максимальной мощности. В пасмурную погоду эта величина снижается до 30%.

Основными недостатками солнечных фотоэлектрических станций (СФЭС) являются:

- высокая стоимость фотоэлементов, преобразующих солнечную радиацию в электроэнергию постоянного тока;
- применение инверторов, осуществляющих преобразование электроэнергии постоянного тока в электроэнергию переменного тока, понижают их КПД;
- наличие аккумуляторных батарей, применяющих в качестве резервных источников, и обеспечивающих бесперебойное электроснабжение потребителей, значительно повышает стоимость солнечной электростанции.

Эти недостатки приводят к тому, что в настоящее время стоимость электроэнергии, вырабатываемую с помощью СФЭС, превышает в несколько раз стоимость электроэнергии, вырабатываемую от традиционных источников электроэнергии.

Солнечные электростанции могут быть использованы как для решения локальных энергетических задач, так и глобальных проблем энергетики.

Наиболее практическое применение в мире получили гибридные (комбинированные) солнечно-топливные электростанции с параметрами: КПД около 14%, температура пара 371°C, давление пара 100 бар, стоимость вырабатываемой электроэнергии 0,08 - 0,12 дол/кВт·ч.

Поскольку удельная стоимость солнечной электростанции не зависит от ее размеров и мощности, в ряде случаев целесообразно модульное размещение СФЭС на крыше сельского дома, коттеджа, фермы.

Собственник СФЭС будет продавать электроэнергию энергосистеме в дневное время, и покупать ее у энергетической компании по другому счетчику в ночные часы. Преимуществом такого использования, помимо политики

поощрения малых и независимых производителей энергии, является экономия на опорных конструкциях и площади земли, а также совмещение функции крыши и источника энергии.

В связи с высокой надежностью срок службы СФЭС по основной компоненте - кремнию и солнечным элементам может быть увеличен до 50 - 100 лет. Для этого потребуются исключить из технологии герметизации полимерные материалы. Единственным ограничением может явиться необходимость их замены на более эффективные. КПД 25 - 30% будет достигнут в производстве в ближайшие 10 лет. В случае замены солнечных элементов кремний может быть использован повторно и количество циклов его использования не имеет ограничений во времени.

Исходными данными для определения экономической эффективности использования СФЭС являются:

- среднемесячная дневная энергетическая освещённость E (кВт/м²);
- средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{год}$ (кВт ч/м²);
- среднемесячные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{мес}$ (кВт ч/м²).

Технически приемлемый уровень солнечной радиации в настоящее время может быть определён из выражения:

$$E \geq 0,2 \text{ кВт/м}^2 \quad (2)$$

Средняя удельная стоимость фотоэлектрических модулей в настоящее время составляет 100 - 150 руб/Вт.

Для производства электрической энергии переменного тока, кроме собственного фотоэлектрического преобразователя, необходим автономный

инвертор (АИ), аккумуляторные батареи (АБ) и коммутационная аппаратура, согласующие устройства и др. Удельная стоимость полнокомплектной СФЭС соответственно возрастает до $C_{Уд} = 200000 - 250000$ руб/кВт.

Полная стоимость СФЭС определяется по формуле:

$$C_{сфэс} = C_{уд} P_{сфэс}; \quad (3)$$

Где : $P_{сфэс}$ - мощность СФЭС, кВт.

К капитальным затратам на СФЭС следует также отнести стоимость проектных $C_{пр}$ и строительных $C_{стр}$ работ по определению местоположения и установки станции.

Для определения требуемой мощности СБ необходимо использовать данные не о полной установленной мощности потребителей электроэнергии, а о среднесуточном потреблении электроэнергии W .

Эксплуатация автономных СФЭС в режиме многолетней непрерывной работы предполагает отсутствие периодической подзарядки АБ от внешней сети. В этом случае СБ при минимуме её пиковой мощности должна полностью обеспечить электроэнергией автономный объект.

Для определения мощности СФЭС необходимо рассчитать общее количество электроэнергии, которое может выработать один солнечный модуль за расчётный промежуток времени. Для расчёта необходимо значение солнечной радиации, которое берётся за период работы станции, когда солнечная радиация минимальная $E_{мес}$. В случае круглогодичного использования, как правило, это за декабрь.

Определив значение солнечной радиации за интересующийся период и разделив его на 1000, получается так называемое количество пикочасов, т.е., условное время, в течение которого солнце светит как бы с интенсивностью

1000 Вт/м. Солнечный модуль мощностью P_M в течение выбранного периода вырабатывает количество энергии

$$W_M = \frac{k P_M E}{1000} \text{ кВт.} \quad (4)$$

Где :

E - значение инсоляции за выбранный период, кВт ;

k - коэффициент, учитывающий поправку на потерю мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей на поверхность модулей в течение дня.

Величина $k = 0,5$ летом и $k = 0,7$ в зимний период. Разница в его значении зимой и летом обусловлена меньшим нагревом элементов в зимний период эксплуатации СФЭС.

Полная мощность СФЭС определяется по формуле, расчет ведется за 30 дней :

$$P_{\text{сфэс}} = \frac{30 P_M}{W_M}, \text{ кВт,} \quad (5)$$

Где :

W - среднесуточное потребление электроэнергии потребителями, кВт

P_M - солнечный модуль мощность.

$N=30$, количество дней в месяце.

Критерием для определения рационального режима работы СФЭС (круглогодичный или сезонный) могут служить данные о суммарной радиации на поверхности Земли

$$K_{\text{рад}} = \frac{E_{\text{год}}}{E_{\text{мес}}} . \quad (6)$$

Где :

$E_{\text{год}}$ - средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность (кВт ч/м²).

$E_{\text{мес}}$ -среднемесячные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность(кВт ч/м²).

В эксплуатационные расходы СФЭС входят затраты на обслуживание $C_{\text{экс}}$ и ремонт $C_{\text{рем}}$

$$C_{\text{рем}} = K_{\text{рем}} P_{\text{н}} (C_{\text{сфэс}} + C_{\text{стр}}), \quad (7)$$

Где:

$K_{\text{рем}}$ – коэффициент затрат на ремонт.

$C_{\text{рем}}$ – расходы на ремонт;

$C_{\text{экс}}$ – эксплуатационные расходы;

Таким образом, рассмотренные в статье особенности работы и расчёта экономической эффективности СФЭС позволяет повысить эффективность предпроектных работ по разработке комбинированных (гибридных) станций генерирующих электрическую и тепловую энергию, получаемую от солнечной радиации.

2.2 Электрооборудование для АЗС и постановка задачи

Сегодня на альтернативных источниках энергии работают не только автомобили, но и некоторые АЗС. Пожалуй, среди них наиболее эффективная технология - получение солнечной энергии

Эксперименты с обеспечением автозаправочных станций электроэнергией для полного обеспечения потребностей объекта начали проводить довольно давно. В России первая такая АЗС открылась 3 года назад, в Краснодарском крае. Её «запитали» от солнечных батарей, установленных на крыше-навесе топливораздаточных колонок.

Принцип действия фотоэлектрической станции состоит в прямом преобразовании энергии солнца в электрическую с помощью батарей. Преобразование солнечного света в электричество происходит в фотоэлементах батарей, которые под воздействием солнечного света

вырабатывают постоянный ток. Энергия может быть использована напрямую потребителями. Кроме того, её можно накапливать в аккумуляторных батареях для последующего потребления. Для получения переменного тока используются преобразователи постоянного тока в переменный — инверторы. Есть два типа фотоэлектрических систем: автономные и соединенные с электрической сетью сетевые фото-электрические системы электроснабжения.

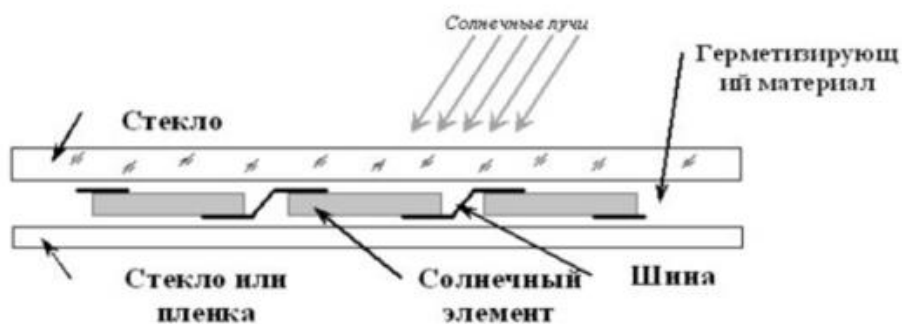


Рисунок 14. Схема строения солнечного

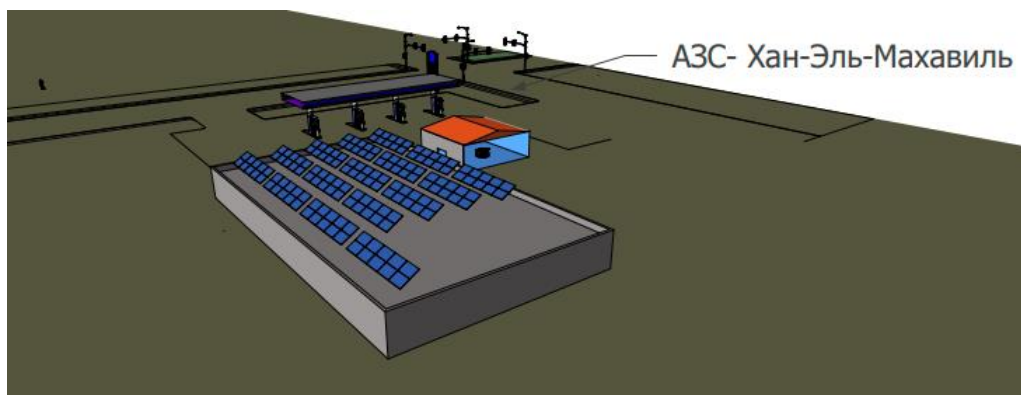


Рисунок 15 – Автозаправочная станция (АЗС)

Следующим шагом в расчете фотоэлектрической системы электроснабжения будет подсчет общего суточного энергопотребления системы. Мощность каждого из приборов умножается на количество аналогичных приборов (одного типа и мощности) и среднесуточное время

работы данного прибора. Сумма полученных произведений в кВт·ч и есть суточное энергопотребление системы. Рассмотрим пример расчета энергопотребления. Пусть имеется 4 шт топливораздаточные колонки и насос для бензина с мощностью в 1,5 кВт, работающий 16 часов в сутки, 3 шт ТРК и насос для дизельного топлива, мощностью 1,5 кВт каждая, работающие по 16 часов в сутки топливораздаточные колонки и насос керосина с мощностью в 1,5 кВт работающий 5 часов в сутки, 1 шт кВт, насосно-клапанный блок с мощностью в 2 кВт, работающий 3 часа в сутки, 2 шт, газовая сигнализация с мощностью в 0,02 кВт, работающий 24 часа в сутки, 1 шт, световая и звуковая сигнализация с мощностью в 0,03 кВт, работающий 24 часа в сутки, 1 шт, телевизор с мощностью в 0,13 кВт, работающий 2 часа в сутки, 1 шт, Воздухонагреватель с мощностью в 1 кВт, работающий 16 часов в сутки, 1 шт, помпа с мощностью в 0,5 кВт, работающий 2 часа в сутки, 1 шт :

$1,5\text{кВт} \times 4\text{шт} \times 16\text{ часов} + 1,5\text{кВт} \times 3\text{шт} \times 16\text{ часов} + 1,5\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 5\text{ часов} + 2\text{кВт} \times 2\text{шт} \times 3\text{ часа} + 0,02\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 24\text{ часа} + 0,03\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 24\text{ часа} + 0,13\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 2\text{ часа} + 1\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 16\text{ часов} + 0,5\text{кВт} \times 1\text{шт} \times 2\text{ часа} = 205,96\text{ кВт}\cdot\text{ч}.$

Месячное энергопотребление составит 6178,8 кВт·ч

Расчет необходимо производить отдельно для нагрузок, использующих постоянный ток, и отдельно для нагрузок переменного тока, поскольку нужно будет учитывать и потери в инверторе, составляющие 5-10%.

Затем необходимо рассчитать емкость и количество аккумуляторных батарей, выбрать тип батареи. Желательно использовать гелевые аккумуляторы Delta GEL 12 - 200, Для этого типа аккумуляторов характерна

- глубокая зарядка и разрядка.
- Его высокая эффективность.
- Низкая потеря батареи

- Низкий саморазряд аккумулятора.
- Можно разместить в любом положении.
- Его высокая устойчивость к ударам и вибрациям.
- Не нуждаются в обслуживании.
- Предназначен для медленного разряда в течение длительного периода времени.
 - Это один из наиболее подходящих и лучших типов солнечной энергетической системы.
 - Работает в условиях высоких температур.
 - Его срок службы больше по сравнению с кислотными батареями.

также необходимо определить, какое количество энергии Вам необходимо получать от аккумуляторной батареи. Как правило, это определяется количеством дней в течение которых нагрузки будут работать от аккумулятора без его дополнительной подзарядки.

Необходимо также учитывать особенности работы именно данной системы электроснабжения. В случае проектирования комбинированной системы электроснабжения, в которую входит дизель- или бензогенератор и модули ФЭУ добавляются для повышения мощности и снижения затрат, то в этом случае можно выбрать аккумуляторную батарею меньшей, чем расчетная, емкости, поскольку ее подзарядка возможна в любой момент времени.

После подсчета суточного энергопотребления системы необходимо определить емкость аккумуляторных батарей. Для этого подбирается номинальное напряжение блока аккумуляторных батарей и задается количество «пасмурных» дней (дней, в которые солнечная система будет работать только от аккумуляторов). Номинальное напряжение может составлять 12В, 24В, 48В и т.д., т. е. должно быть кратно 12В. Основными критериями выбора номинального напряжения блока АБ являются:

- 1) наличие электронагрузок постоянного тока;

2)общая мощность системы. Чем больше мощность системы, тем выше должно быть номинальное напряжение блока АБ.

Для маломощных систем (меньше 1 кВт) возможно применение аккумуляторной батареи с номинальным напряжением 12В. Подбор аккумуляторных батарей в зависимости от общей мощности системы обеспечивает более эффективную работу инверторов и способствует уменьшению токов, протекающих через контроллер, инвертор и соединительные кабели.

Также следует учитывать тот факт, что срок службы аккумуляторной батареи напрямую зависит от глубины разряда, которая должна составлять не более 50-60% от емкости АБ. Количество энергии, накопленной в АБ, рассчитывается умножением емкости аккумуляторной батареи на ее номинальное напряжение.

Величина суточного энергопотребления, умноженная на количество, так называемых, «пасмурных» дней, как раз и должна составить эти 50-60% от емкости.

Например, количество «пасмурных» дней, т. е. дней без подзарядки от солнечных батарей, составляет 3 дня.

Полученную, в данном случае, величину суточного энергопотребления 205,96 кВт·ч умножаем число дней – 3 и делим среднее количество дней – 50%:

$$205,96 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 3 : 0.5 = 1235,76 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Это то количество энергии, которое должно быть в полностью заряженной аккумуляторной батарее.

Потери в аккумуляторной батарее при различных температурах учитываются с помощью специальных температурных коэффициентов. Этот коэффициент учитывает уменьшение емкости АБ при понижении

температуры окружающей среды в помещении, где размещены аккумуляторные батареи.

Таблица 1 – Температурный коэффициент для аккумуляторной батареи

Температура в градусах		Коэффициент
Фаренгейта	Цельсия	
80F	26.7C	1.00
70F	21.2C	1.04
60F	15.6C	1.11
50F	10.0C	1.19
40F	4.4C	1.30
30F	-1.1C	1.40
20F	-6.7C	1.59

Умножив полученное значение на величину температурного коэффициента, мы получим значение требуемой емкости аккумуляторных батарей. Емкость аккумуляторных батарей выбирается из стандартного ряда емкостей, с округлением в большую сторону от расчетной. Чтобы было понятнее, расчетная емкость есть величина, полученная от деления суммарной мощности потребителей на произведение напряжения АБ и глубины разряда аккумулятора.

В нашем примере, суммарная мощность потребителей равна 205,96кВт·ч. глубина разряда – 50%, а номинальное напряжение аккумуляторной батареи 12В. Расчетная емкость в нашем случае составит (при полностью автономной солнечной электростанции без учета дней работы без подзарядки).:

$$205,96 / (12 \times 0,5) = 34,3 \text{ А.ч.}$$

Более точный расчет производится по формуле:

$$E = (P * 1000 / 12) * T * 1,2, \quad (8);$$

Где :

E – емкость 12-ти вольтовых батарей,

P – среднее потребление в час,

T – необходимое время автономной работы аккумулятора, 1.2 – коэффициент потери мощности.

Среднее потребление P определяется либо путем подсчетов, либо из реальных показаний счетчика. Время автономной работы T – 3 суток «пасмурных дней» (в нашем примере).

Среднее потребление составит при среднесуточном потреблении 205,96кВт·ч.

$$P = 205,96\text{кВт}\cdot\text{ч}/24\text{ часа} = 8,582\text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Емкость батарей:

$$E = (8,582/12) \times 72\text{ часа} \times 1,2 = 61,79\text{ А}\cdot\text{ч}.$$

Отсюда следует, что минимально необходимая емкость аккумуляторных батарей в нашем случае должна составлять 62 А·ч. Учитывая, что в реальности батареи не работают в расчетных идеальных условиях, следует подбирать аккумуляторы с запасом по емкости не менее 10-20 процентов. Т. е. емкость аккумуляторного блока в нашем примере должна быть 950-1000 А·ч. Количество параллельно соединенных аккумуляторов в автономной солнечной системе находим путем деления полученного значения емкости на емкость отдельно взятого аккумулятора.

Следующий этап – определение мощности инвертора. Мощность инвертора подбирается, исходя из суммарной мощности подключенных одновременно электроприборов плюс не менее 25% запаса мощности. При выборе инвертора необходимо помнить, что некоторые электробытовые приборы в момент пуска потребляют мощность, в несколько раз превышающую паспортную. Так, глубинные насосы в момент запуска потребляют мощность в 3-4 раза, а компрессорный холодильник в 12 раз большую, чем указано в паспорте. Инверторы выпускаются номинальным напряжением 150, 300, 500, 800, 1500, 2500, 5000 Вт.

Количество необходимых солнечных модулей зависит от размера площадки для размещения модулей, требуемого количества электроэнергии, а также стоимости. Прежде всего нужно определить суммарную мощность солнечных модулей из которых будет состоять Ваша солнечная электростанция. При расчете необходимо учитывать такие факторы, как:

- расположение Вашей солнечной электростанции;
- период использования (зима, лето или круглый год);
- погодные условия, характерные для данной местности;
- наличие деталей, заслоняющих солнечные модули от прямого попадания солнечных лучей (деревьев, строений и т. д.);
- возможность в конкретных условиях оптимальной ориентировки солнечных модулей (например, должным образом ориентированные и с максимально удобным наклоном скаты крыш в случае размещения модулей на крыше);
- возможность слежения за солнцем по одной или двум координатам.

Рассмотрим наиболее простой случай, когда у нас стационарная, ничем не загораживаемая система. Данные о количестве солнечной энергии в данной местности обычно можно получить на метеостанции, либо в компании, занимающейся поставкой и установкой солнечных батарей. Здесь важны две характеристики: среднегодовая солнечная инсоляция и инсоляция в наихудший по погодным условиям месяц года. Если фотоэлектрическую систему проектировать в соответствии со среднегодовыми значениями солнечной радиации, то электроснабжение от такой системы будет неравномерным: в некоторые месяцы электроэнергии у Вас будет больше, чем Вам необходимо, в другие – меньше. Если же в расчетах опираться на вторую цифру, то в этом случае Вы всегда сможете удовлетворить свои потребности в электроэнергии, кроме особо длительных периодов непогоды.

Наихудшим в смысле солнечной инсоляции при круглогодичном использовании солнечной энергосистемы является в большинстве регионов декабрь месяц (малая продолжительность светового дня, низкая облачность и т. д.). Следует брать в расчет и тот факт, что значение инсоляции даже для одного и того же дня в году и одного и того же места может сильно различаться в зависимости от ориентации по отношению к солнцу площадки с солнечными модулями.

Поэтому при расчете количества солнечной энергии, необходимой для работы автономной солнечной электростанции, следует учитывать ориентировку воспринимающей лучистую энергию солнца площадки.

Солнечная инсоляция изменяется в течение дня из-за относительного движения Солнца и в зависимости от облачности. Так, например, в полдень, в ясную солнечную погоду, количество солнечной энергии может достигать 1000 Вт/м^2 , а при облачности даже в полдень может опуститься до 100 Вт/м^2 и ниже. Выработка электроэнергии солнечными фотоэлектрическими батареями зависит от угла падения солнечных лучей и максимальна, когда этот угол составляет 90 градусов, т. е. лучи падают строго перпендикулярно. Чем больше отклонение от угла 90 градусов, тем большее количество лучистой энергии отражается, а не поглощается солнечными модулями. Поэтому особенно важно правильно ориентировать поверхность солнечных модулей и установить нужный угол наклона.

При использовании автономной фотоэлектрической системы только в летнее время, необходимо использовать только значения для летних месяцев, аналогично – для зимы. Для обеспечения оптимального электроснабжения необходимо из среднемесячных значений, в течение которых предполагается использовать автономную солнечную электростанцию, выбрать наименьшие. Выбранное среднемесячное значение для наихудшего месяца (в нашем примере - это декабрь) нужно разделить на

число дней месяца, чтобы получить среднемесячное число пиковых солнечных часов.

Количество энергии, вырабатываемое солнечным модулем рассчитывается по формуле:

$$W(\text{кВт} \cdot \text{ч}) = k P E / 1000, \quad (9)$$

Где:

E (кВт · ч/м²) – это среднемесячное значение инсоляции за выбранный период;

P (Вт) – мощность модуля;

K – коэффициент потерь мощности в модуле, значение которого летом составляет 0,5, зимой – 0,7. Меньшие потери мощности зимой объясняются меньшим нагревом элементов.

Суммарная мощность модулей рассчитывается по формуле:

$$\Sigma P = 1000W/k E; \quad (10)$$

Где

ΣP – суммарная мощность фотоэлектрических модулей.

Разделив полученное значение суммарной мощности на мощность выбранного Вами модуля, и округлив результат до целого большего числа, получим необходимое для системы количество модулей. Фотоэлементы заводского производства имеют номинальную мощность, выраженную в ваттах пиковой мощности (Втп). Эту характеристику Вы можете найти в спецификации изделия. Один пиковый ватт (Втп) – это значение мощности фотоэлектрической установки при определенных условиях (когда солнечное излучение в 1кВт/м² падает на элемент при температуре поверхности 25 градусов). Такая инсоляция возможна при ясной погоде и Солнце в зените.

Чтобы получить один пиковый ватт необходим фотоэлемент размерами 10x10 см. Существуют и более крупные модули 1м x 40 см, которые способны выработать 40-50 Втп. Реальная производительность обычно составляет около 6 Вт.ч в день и, соответственно, в 2000 Вт.ч в год на 1 Втп. Для наглядности, 5 ватт.час – это количество энергии, потребляемое 50-ваттной лампочкой в течение 6 минут.

2.3 Анализ типов солнечных ЭС

Рассмотрим основные конструктивные типы солнечных электростанций и их возможности.

Характеристики основных СЭС:

Сетевые СЭС

Простейшая схема сетевой солнечной электростанции (и простейшей СЭС) представлена на рисунке 16.

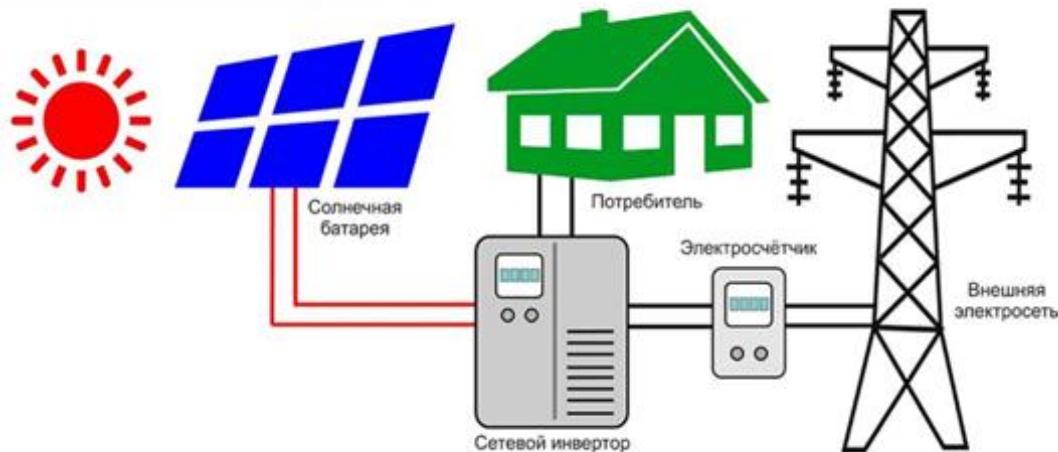


Рисунок 26– Схема сетевой СЭС

Для нормальной её работы необходимо подключение к внешней электросети. Наличие и качество внешней электросети (помимо солнца) имеет критическое значение для работы СЭС. При её отсутствии, или несоответствии нормам такая СЭС становится бесполезной даже в самую

солнечную и безоблачную погоду. Эта зависимость от центрального электроснабжения является главным недостатком таких СЭС.

К достоинствам следует отнести относительную, но существенную дешевизну СЭС и более высокий общий КПД системы (90—95%) по сравнению с другими типами СЭС. Эти два качества делают этот тип СЭС несомненно более привлекательным для выработки электроэнергии и для её продажи.

Гибридные СЭС (автономные, соединенные с сетью)

Представляет собой базовую схему сетевой СЭС с добавлением банка аккумуляторных батарей (АКБ), контроллера заряда и заменой сетевого инвертора на гибридный. Отличительной особенностью является возможность запасать часть выработанной в солнечный период электроэнергии в АКБ



Рисунок 17 - Схема автономной, соединённой с сетью (гибридной) СЭС

Благодаря наличию банка АКБ они менее зависимы от источника центрального электроснабжения. Такие СЭС применяют преимущественно как часть системы бесперебойного питания там, где центральное электроснабжение недостаточно или нестабильно.

К недостаткам следует отнести высокую цену системы, за счёт банка АКБ и мощности инвертора, которые должны быть тем больше, чем больше

требуется времени бесперебойной работы и подключаемых нагрузок соответственно.

Автономная СЭС, кроме солнечных панелей, как правило, содержит аккумуляторные батареи и контроллер заряда. При необходимости электроснабжения потребителей, требующих стандартного напряжения 220/380В переменного тока, в состав электростанции необходимо включить инвертор.

Единственный недостаток такой СЭС является потеря энергии при малых нагрузках.

Автономные СЭС

СЭС, работающие без подключения к внешней электросети называются автономные (рисунок 18).



Рисунок 18 – Схема автономной, не соединённой с сетью (автономной) СЭС

Также, в системе могут быть использованы модульные инверторы. В такой конфигурации средняя номинальная мощность обычно достигает уровня 10 кВт. Также возможны следующие вариации:

- Каждая панель обслуживается небольшим интегрированным инвертором, обеспечивая сотни Ватт мощности;
- Отдельные DC/DC-преобразователи используются в каждой секции фотогальванических элементов, выходы DC/DC-преобразователей

подключаются параллельно к одному DC/AC-инвертору. Эта топология является самой эффективной, номинальная мощность достигает 100кВт.

Основная функция инвертора заключается в преобразовании постоянных токов от фотогальванических панелей или батареи с различным уровнем напряжений в переменный ток с определенным уровнем напряжения и частотой для питания устройств или передачи в энергетическую систему. Частота и напряжение зависит от региона, в Европе это 50 Гц и 220 В, в США - 60 Гц и 110 В. В зависимости от приложения возникают требования к фазе, таким образом, инверторы бывают одно-, двух- и трехфазные. DC/DC-преобразователь повышает или понижает уровень входного напряжения, подстраивает свой выход для получения максимальной эффективности на этапе DC/AC-преобразования;

- Конденсатор выполняет функцию буферизации напряжения;
- Транзисторы MOSFET*bi* в составе моста переключаются с частотой около 20 кГц для преобразования постоянного тока в переменный;
- Индуктивности «сглаживают» сигнал после ключей для получения синусоиды.

В некоторых случаях уровень напряжения на входе DC/AC-преобразователя должен быть выше, чем на выходе DC/DC-преобразователя. Для этого используется трансформатор после индуктивностей. Несмотря на то, что трансформатор увеличивает вес, габариты и стоимость устройства, а также уменьшает КПД в среднем на 2%, он увеличивает защиту устройства и безопасность пользователя, осуществляя гальваническую развязку между DC- и AC-частями схемы. Эту же функцию может выполнять DC/DC- преобразователь с нулевым напряжением переключения (эквивалент трансформатора).

Энергоснабжение от разных источников позволяет дублировать и комбинировать энергопотоки от ветро-установки и солнечной батареи в

зависимости от доминирования одного источника над другим. В случае отсутствия одного из источников дублирующим компонентом выступает другой, а в случае отсутствия обоих автоматически подключается система бесперебойного питания на основе аккумуляторных батарей, обеспечивая надежное энергоснабжение потребителя.

Автономная система электропитания должна обеспечивать высокий показатель гарантированности энергоснабжения потребителя, иметь приемлемые размеры и стоимость, высокую надежность, продолжительный срок службы при минимальных затратах на обслуживание. Соответствие перечисленным требованиям должно обеспечивать конкурентоспособность таких систем по сравнению с традиционными техническими решениями - прокладкой протяженных кабельных линий, систем газоснабжения или, в случае отсутствия электрических сетей, автономным электропитанием от бензиновых, газовых и дизельных электрогенераторов.

ВЭУ большой мощности не предназначены для автономной работы и параллельной работы друг с другом. Поэтому, как только отключается линия электропередачи (ЛЭП), связывающая ветростанцию с энергосистемой, останавливаются и ВЭУ.

2.4 Этапы построение ФДСЭС объекта

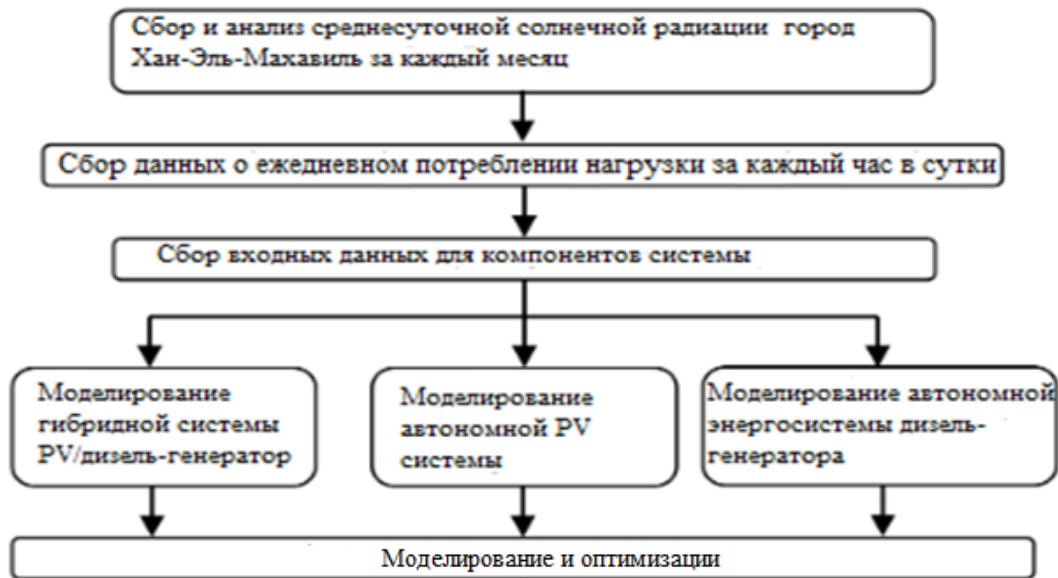


рисунок19 -Различные этапы проведения исследования для гибридной системы.

2.5.ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ АЗС ПОСРЕДСТВОМ ВИЭ

Перспективы использования объектов ВИЭ четко отображены в работах [13,14,15,16]. В данных работах отдельно отмечается потенциал именно солнечной энергетики для электроснабжения потребителей, в то время, как потенциал ветровой энергетики значительно ниже, размещение объектов ВЭС актуально в горах, а также по берегам рек.

3. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ИРАКА ДЛЯ ЭС ПОСРЕДСТВОМ ВИЭ

Ирак расположен на Ближнем Востоке, его площадь 438317 км², население около 33 млн чел. Большую часть его территории занимает Месопотамская низменность, находящаяся между реками Тигр и Евфрат. На севере и востоке страны располагаются горные хребты Армянского и Иранского нагорий. К западу от Евфрата простирается Сирийская пустыня. Климат Ирака субтропический с жарким сухим летом и теплой дождливой зимой.

Средние многолетние значения скорости ветра испытывают небольшой годовой ход. В январе значения скорости ветра меняются по территории Ирака в пределах от 1,8 м/с (север) до 3,4 м/с (запад), в апреле – от 2 до 3,6 м/с. В июле поле изотоп перестраивается и скорость ветра заметно усиливается. Повсеместно она превышает 4 м/с, достигая на юго-востоке и северо-западе 5 м/с. В октябре наблюдается заметное снижение скорости ветра: она падает от 3,3 м/с (юго-восток) до 1,7 м/с (север). Таким образом, конвективная неустойчивость в летний период способствует усилению скорости воздушных потоков, что, в свою очередь, обуславливает возникновение пыльных бурь на иссушенной территории Ирака. [17]

Таким образом можно сделать вывод, что в основном на территории Ирака неперспективно использование ВЭС, поэтому целесообразно обратиться к использованию фото-дизельной электростанции.

Режим электроснабжения подразумевает работу АЗС от ФЭС днем вместе с зарядом аккумуляторов, а ночью питание производится от АКБ. Мощность ФЭС целесообразно выбрать из технико-экономических соображений, после анализа выработки мощности с помощью калькулятора «Helios House» [18].

Анализ солнечной энергетики Ирака производился на основании работы: «Солнечная энергетика в климатических условиях Ирака» [19].

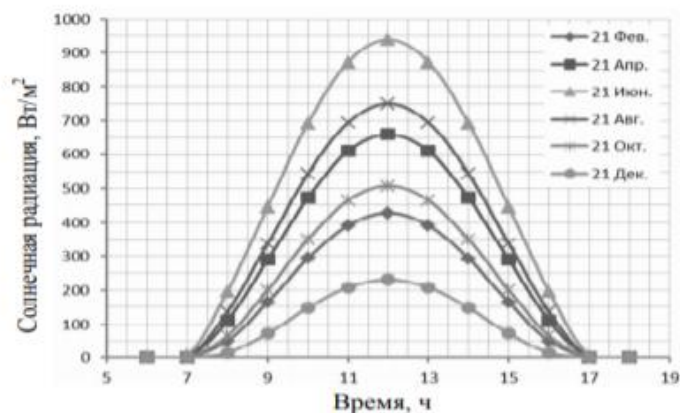


Рисунок 20 – Часовые изменения значений максимальной расчетной солнечной радиации на горизонтальной поверхности в течение года

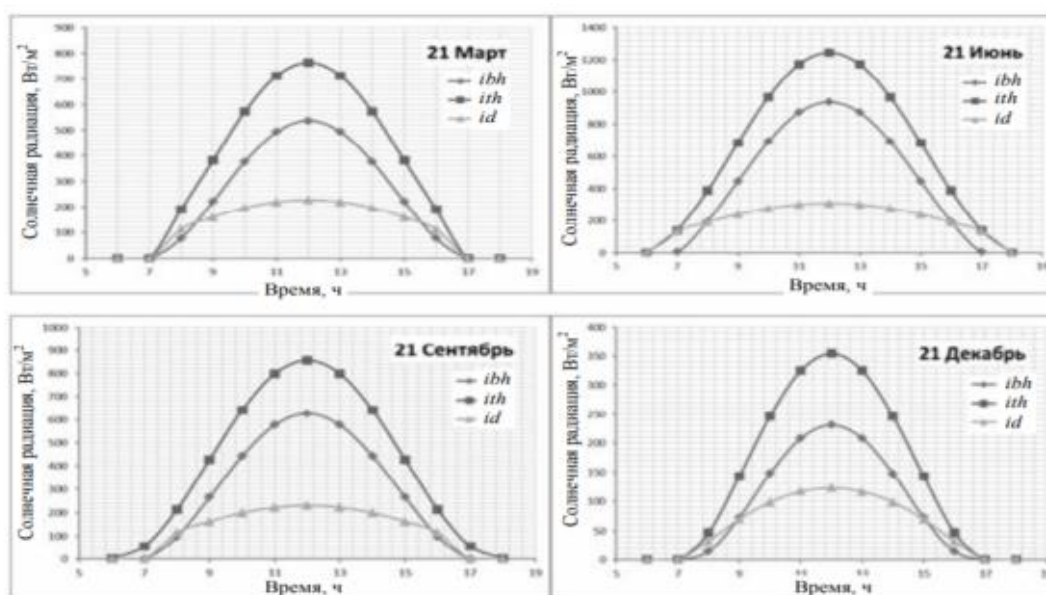


Рисунок 21– Внеземная, глобальная и рассеивающая солнечная радиация в Хан-Эль-Махавилье на протяжении 21 марта, 21 июня и 21 декабря

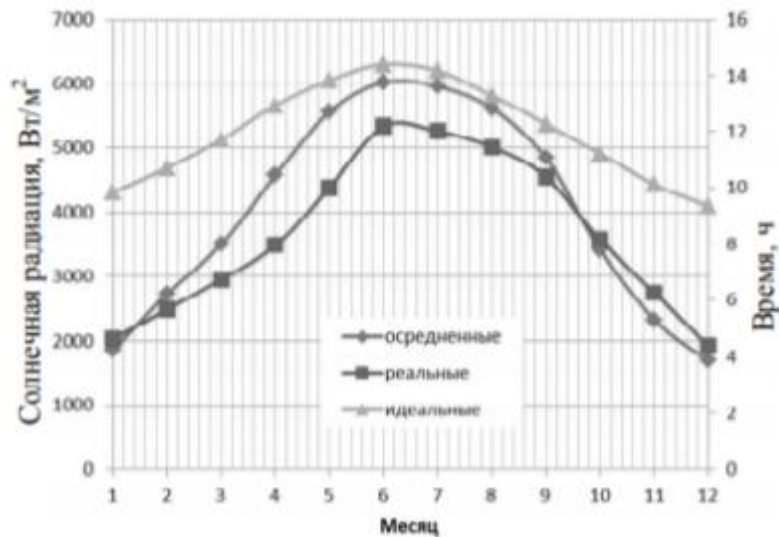


Рисунок 22 - Колебания среднемесячной дневной радиации, реальной и идеальной яркости солнца по месяцам года в период 1980-2005 гг.

Данные графики четко показывают мощные значения солнечной инсоляции в дневное время суток, которое длится с 6.00 до 18.00 летом, а также с 7.00 до 17.00 зимой.

В дальнейшем планируется проанализировать параметры солнечного дня в программе SunCalc [11].

Для размещения АЗС был выбран город Хан-Эль-Махавиль, поскольку для него производились исследования на предмет эффективности использования солнечной энергетики.

Также было проанализировано влияние ВИЭ на архитектуру АЗС, так в работе [20] отражены основные моменты:

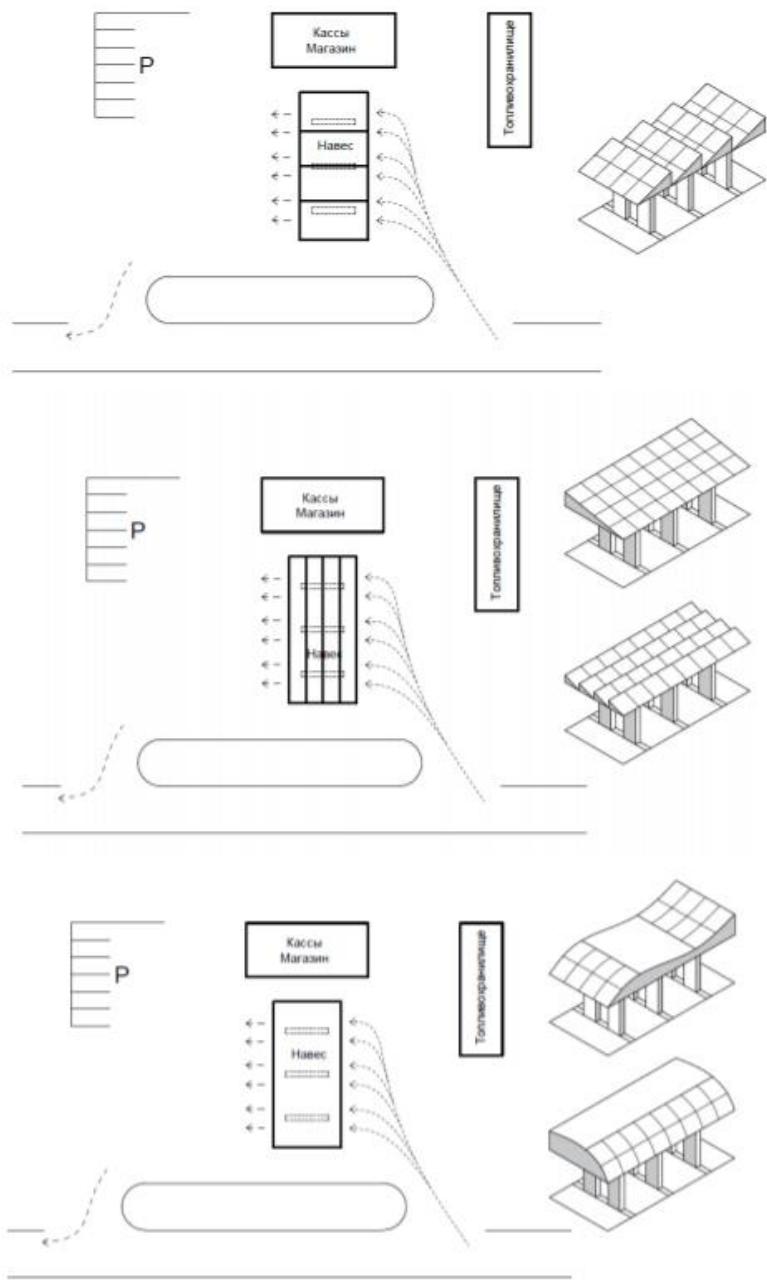


Рисунок. 23. Варианты формы навеса с установкой солнечных панелей.

3.1 Анализ электропотребления электроэнергии на АЗС

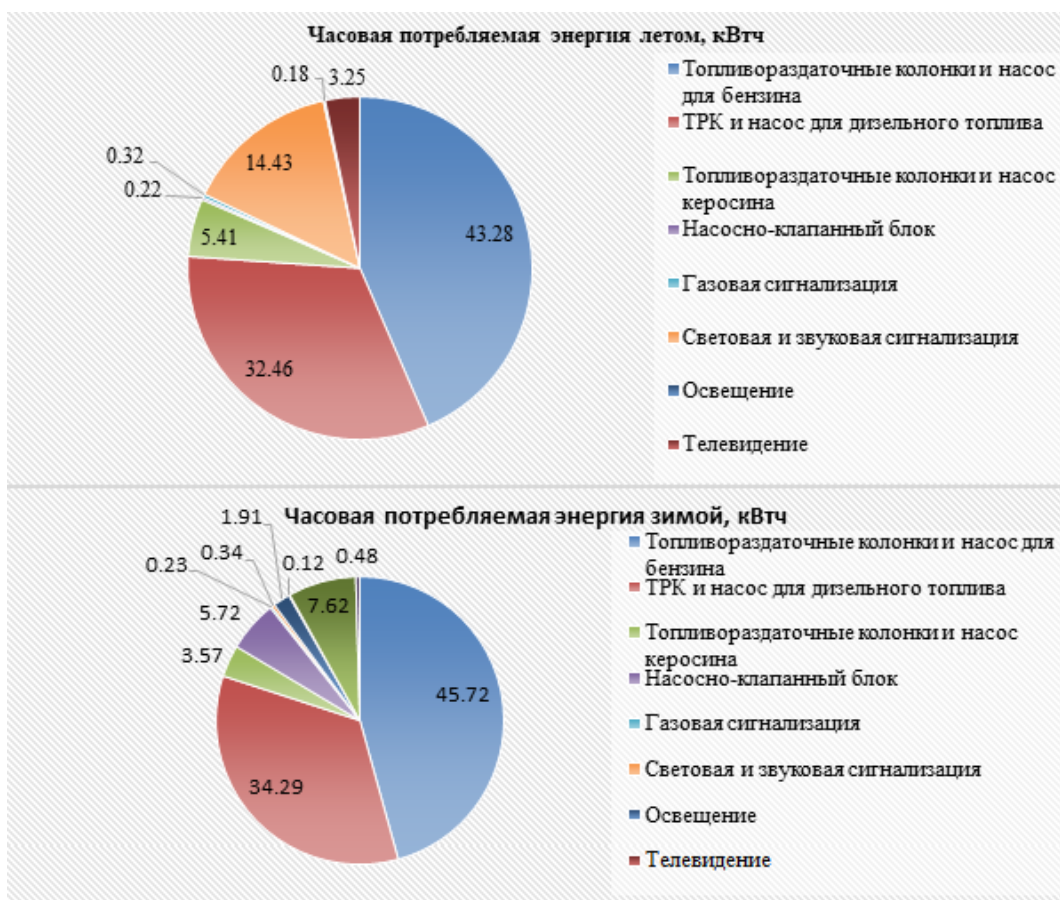


Рисунок 24. Структура потребления электроэнергии по технологическим процессам на АЗС [21]

Использование ВИЭ в гибридных системах энергообеспечения объектов сокращает время работы ДЭС, что приводит к уменьшению объемов потребления топлива и увеличению сроков эксплуатации дизельных генераторов [22, 23, 24, 25].

Состав электропотребляющего оборудования объектов автономного электроснабжения (например, автозаправочной станции, коттеджного поселка, фермерского хозяйства и т.п.) отличается значительным разнообразием по мощности и времени использования. Электропотребление носит очень неравномерный характер в течение суток, месяца, сезона и года в целом. Если рассчитать средневзвешенную мощность, потребляемую хозяйством, то она окажется не очень высокой. Основное внимание следует уделить пиковой потребляемой мощности. [25]

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток. По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники АЗС относятся к III категории.

Исключение составляют электроприемники противопожарных устройств, охранной сигнализации и аварийное (эвакуационное) освещение. Указанные электроприемники являются потребителями первой категории.

3.2. Сети электроснабжения

Силовые сети и сети управления колонками в помещении операторной проложить в стальных трубах в подготовке пола, по территории АЗС – в водо-газопроводных трубах. На трубных блоках для прокладки кабелей в местах поворотов трасс предусматриваются устройство железобетонных кабельных колодцев. Проектируемые кабели проложить в соответствии с действующими ПУЭ и СНиП 3.05.06-85 в траншее на глубине 1 м от асфальтового покрытия. В соответствии с ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» для предотвращения перехода по трубопроводу

взрывоопасной смеси в помещение АЗС проектом предусматривается устройство разделительного уплотнения. Разделительные уплотнения кабелей, проложенных в трубах, выполняются во взрывозащищенных коробках типа КПЛУ. Коробки КПЛУ устанавливаются в месте перехода трубопроводов из взрывоопасных зон в невзрывоопасное помещение (здание АЗС) снаружи со стороны взрывоопасной зоны. Допускается установка разделительных уплотнений со стороны невзрывоопасных помещений или снаружи.

3.3.Специфика электроснабжения АЗС

Подача электроэнергии на АЗС может осуществляться только по подземному кабелю (СП 156.13130.2014). [26]

Основными нормативами, используемыми при разработке электроснабжения АЗС, являются следующие стандарты и правила:

- ГОСТ Р 50571.10-96 (о правилах выбора и требованиях к монтажу электрооборудования);
- ГОСТ 21.613-88 (требования к силовому электрооборудованию);
- СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- Актуальная редакция правил эксплуатации электроустановок (на момент написания обзора это 7-е издание);
- Руководящий документ РД 153-39.2-080-01 ("Правила технической эксплуатации автозаправочных станций").

Любой типовой проект электроснабжения АЗС должен содержать детальную проработку систем молниезащиты и заземления. Регламентирующими документами для этих подсистем являются следующие инструкции:

- "Инструкции по молниезащите зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" (СО 153-34.21.122-2003);

– "Инструкции по молниезащите зданий и сооружений" (РД 34.21.122-87).

Анализ структуры системы электроснабжения:

любой типовой проект электроснабжения АЗС должен содержать детальную проработку систем молниезащиты и заземления. Регламентирующими документами для этих подсистем являются следующие инструкции:

– "Инструкции по молниезащите зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" (СО 153-34.21.122-2003);

– "Инструкции по молниезащите зданий и сооружений" (РД 34.21.122-87).

4.Расчетная часть

Таблица 2. Суточное потребление электроэнергии в зимний период с 01.00 до 12.00

Наименование ЭП	Кол-во, шт	P _{ном} , кВт	P _Σ , кВт	Часовая потребляемая энергия (кВтч) Зимной											
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Топливораздаточные колонки и насос для бензина	4	0,75×2	6	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6
ТРК и насос для дизельного топлива	3	0,75×2	4,5	0	0	0	0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Топливораздаточные колонки и насос керосина	1	0,75×2	1,5	0	0	0	0	0	0	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Насосно-клапанный блок	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4
Газовая сигнализация	1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Световая и звуковая сигнализация	1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Телевидение	1	0,13	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,13	0,13
Кондиционер	2	1,8	3,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Воздухонагреватель	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Помпа	1	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0
W _Σ кВтч				4,05	4,05	4,05	4,05	15,55	15,55	15,55	13,05	13,05	17,55	17,68	17,68

Таблица 3-Суточное потребление электроэнергии в зимний период с 13.00 до 00.00.

Наименование ЭП	Кол-во, шт	P _{ном} , кВт	P _Σ , кВт	Часовая потребляемая энергия (кВтч) Зимой											
				13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0
Топливораздаточные колонки и насос для бензина	4	0,75×2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0
ТРК и насос для дизельного топлива	3	0,75×2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0	0	0	0
Топливораздаточные колонки и насос керосина	1	0,75×2	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Насосно- клапанный блок	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Газовая сигнализация	1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Световая и звуковая Сигнализация	1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Освещение	50	0,08	4	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0
Телевидение	1	0,13	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кондиционер	2	1,8	3,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Воздухонагреватель	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Помпа	1	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
W _Σ кВтч				11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55	15,55	11,55	0,05	0,05	0,05	0,05
Суточное потребление ЭЭ, W _{сут} , кВт · ч									238,95						

Средняя потребляемая мощность, P_{cp} , кВт	9,96
---	------

Таблица 4. Суточное потребление электроэнергии в летний период с 01.00 до 12.00.

Наименование ЭП	Кол-во, шт	$P_{ном}$, кВт	P_{Σ} , кВт	Часовая потребляемая энергия (кВтч) Летом											
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Топливораздаточные колонки и насос для бензина	4	0,75×2	6	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6
ТРК и насос для дизельного топлива	3	0,75×2	4,5	0	0	0	0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Топливораздаточные колонки и насос керосина	1	0,75×2	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Насосно-клапанный блок	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4
Газовая сигнализация	1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Световая и звуковая сигнализация	1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Освещение	50	0,08	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0
Телевидение	1	0,13	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,13	0,13
Кондиционер	2	1,8	3,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Воздухонагреватель	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Помпа	1	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0
W_{Σ} кВтч				4,05	4,05	4,05	4,05	14,55	14,55	14,55	10,55	10,55	15,05	15,18	14,15

Таблица 5. Суточное потребление электроэнергии в летний период с 13.00 до 00.00.

Наименование ЭП	Ко- л- во, шт	P _{ном} , кВт	P _Σ , кВт	Часовая потребляемая энергия (кВтч) Летом												
				13	14	15	6	17	18	19	20	21	22	23	0	
Топливораздаточные колонки и насос для бензина	4	0,75×2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0
ТРК и насос для дизельного топлива	3	0,75×2	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0	0	0	0
Топливораздаточные колонки и насос керосина	1	0,75×2	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Насосно-клапанный блок	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Газовая сигнализация	1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Световая и звуковая Сигнализация	1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Освещение	50	0,08	4	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0
Телевидение	1	0,13	0,13	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кондиционер	2	1,8	3,6	3,6	3,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Воздуонагреватель	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Помпа	1	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
W_{Σ} кВтч				14,2 8	14,15	10,55	10,55	10,5 5	10,5 5	14,55	10,55	0,05	0,05	0,05	4,05
Суточное потребление ЭЭ, $W_{сут}$, кВт · ч							221,79								
Средняя потребляемая мощность, P_{cp} , кВт							9,24								

Итоговое суточное потребление за зимний день:

$$W_{\text{сут}} = \sum W_i = 4,05 + 4,05 + \dots + 0,05 + 0,05 = 238,95 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Итоговое суточное потребление за летний день:

$$W_{\text{сут}} = \sum W_i = 4,05 + 4,05 + \dots + 0,05 + 4,05 = 221,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Согласно таблицам 3 и 4 построим суточный график.

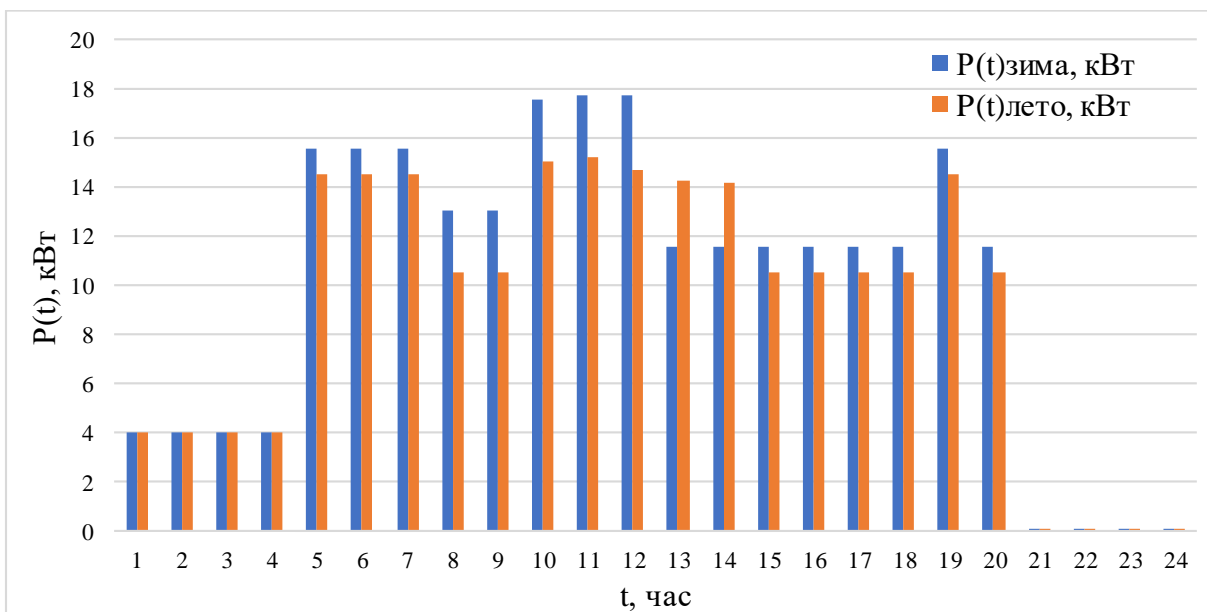


Рисунок 25. Суточный график для зимнего и летнего периода

Годовое потребление электроэнергии:

$$W_{\text{ср.год}} = (W_{\text{ср.сут.зима}} \cdot 30 \cdot 6) + (W_{\text{ср.сут.лето}} \cdot 30 \cdot 6)$$

$$= (238,95 \cdot 30 \cdot 6) + (221,79 \cdot 30 \cdot 6) = 82\,845 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим среднесуточную нагрузку для зимнего и летнего графика:

$$P_{\text{ср.лето}} = \frac{W_{\text{ср.лето}}}{24} = \frac{221,79}{24} = 9,24 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср.зима}} = \frac{W_{\text{ср.зима}}}{24} = \frac{238,95}{24} = 9,96 \text{ кВт};$$

Таблица 6. Среднесуточная нагрузка и энергия потребителя в году

Сезоны	P вечерн. макс, кВт	$P_{\text{ср.сут}}$, кВт	$W_{\text{ср.сут}}$, кВт·ч
Зима	18	9,96	238,95
Лето	14,55	9,24	221,79

4.1. Оптимизация автономной гибридной электростанции с параллельной работой дизельной и фотоэлектрической составляющих по критерию коэффициента использования установленной мощности

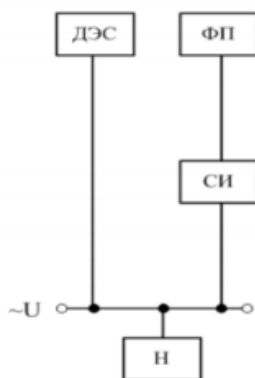


Рисунок 26. Структурная схема гибридной ФДЭС

Для летнего периода вечерний максимум равен исходя из таблиц 2,3 равен 14,55 кВт. Среднесуточное летнее энергопотребление составляет 9,24 кВт.

Параллельная работа фотоэлектрической и дизельной частей гибридной электростанции предусматривает использование ДЭС в качестве основного энергоисточника. Фотоэлектростанция с сетевым инвертором позволяет экономить дизельное топливо, генерируя часть суммарной электроэнергии. Обычно полагают, что текущая мощность ФЭС относительно ДЭС, по условию устойчивости сетевого инвертора, не должна превышать 40% от суммарной генерации, то есть текущей нагрузки. В качестве основного оборудования выбраны следующие серийные составляющие гибридной электростанции. Установленную мощность дизельной электростанции, по условиям надёжности и возможности варьирования установленной мощностью ФЭС, следует выбирать по вечернему максимуму зимнего суточного графика нагрузки 18 кВт, то есть ближайший из промышленного ряда дизель-генератор с запасом по мощности 20%. Например, подходит дизель-генератор типа Geko 20014ED-S/DEDA стоимостью 417335 рублей. Основные технические характеристики этой модели приведены ниже.

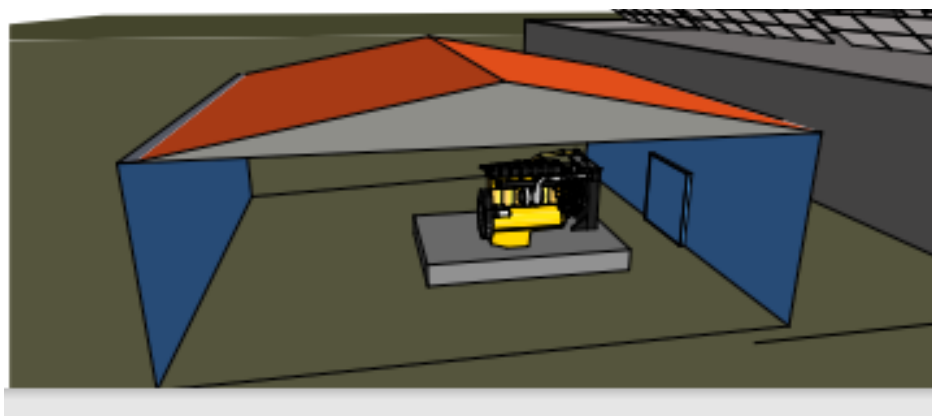


Рисунок 27 –Дизель-генератор типа Geko 20014ED-S/DEDA

Гарантия, месяцев	12
Модель	Geko 20014ED-S/DEDA
Производитель	Geko
Исполнение	Открытое
Мощность, Ква	20
Коэффициент мощности, cos φ	0.8
Напряжение, В	230/400
Частота, Гц	50
Производитель двигателя	Deutz
Модель двигателя	F3M2011
Расход топлива, л/ч	4
Охлаждение	Жидкостное
Пуск	электрический стартер
Ёмкость бака, л:	160
Габариты, мм	1420*910*1100
Масса, кг	610

Таблица 7. Параметры дизель-генератора

НН-POLY280W используется для построения мощных солнечных электростанций, поскольку удобнее использовать фотоэлектрические панели большого номинала. Это сокращает количество коммутационных соединений на киловатт мощности и увеличивает надежность системы. К тому же мощные солнечные батареи из поликристаллического кремния имеют меньшую стоимость за ватт, чем модели маленьких номиналов. Это обусловлено сложностью сборки изделия и затратами на материалы.

Технико-экономические параметры выбранного фотоэлектрического модуля приведены ниже:



Рисунок 28– Солнечная панель (НН-POLY280W)

Модель	НН-POLY280W
Срок службы	25 лет
Гарантия	2 года
Цена	11'790 рублей
Максимальная мощность, макс. Ватт	288-300
Оптимальное рабочее напряжение, макс. Вольт	36,5
Напряжение холостого хода, Вольт	44,51
Оптимальный рабочий ток, Ампер	7,67
Ток короткого замыкания, Ампер	8,29
Максимальное напряжение системы, Вольт	1000

Таблица 8. Параметры фотоэлектрического модуля

Технико-экономические характеристики сетевого инвертора приведены ниже. Сетевой инвертор (преобразователь) является технологически наиболее важной частью солнечной энергосистемы. Вся вырабатываемая солнечными батареями энергия сразу же передается в сеть для питания нагрузки. Сетевой инвертор работает только совместно с сетью переменного тока без использования аккумуляторных батарей. Кроме того, инверторы отвечают за синхронизацию напряжения с сетью и мониторинг сетевых параметров. Классификация сетевых инверторов зависит от номинальной мощности, числа фаз, встроенного MPPT контроллера заряда и диапазона допустимого напряжения постоянного тока.

Учитывая ограничения на выработку электроэнергии фотоэлектрической части ФДЭС, инвертор выбран на половину пиковой мощности потребления АЗС.

Выбрали сетевой герметичный трехфазный инвертор Sofar 20000TL 3-фазы (2 МРРТ) ценой в 212 720 руб.



Рисунок 29 – Инвертор Sofar20000TL 3-фазы

Общие параметры:	
Модель	SOFAR 20000TL 3-фазы
Тип устройства	Бестрансформаторный
Мощность	20 кВт
Гарантия	5 лет
Вход (Постоянное напряжение):	
Максимальная мощность DC	22000Вт
Максимальное входное напряжение	1000 В постоянного тока

Продолжение таблицы 9

Минимальное (стартовое) напряжение	350 В постоянного тока
Номинальное напряжение постоянного тока	600 В постоянного тока
Диапазон напряжений МРРТ	250 В ~ 960 В
Число контроллеров МРР слежения	2
Число входов DC (для каждого МРРТ)	2
Максимальный ток (для каждого МРРТ контроллера)	24 А
Входной ток короткого	30 А

замыкания (для каждого МРРТ)	
Выход (Переменное напряжение):	
Номинальная мощность АС	20 кВт
Максимальная мощность АС	20 кВт
Номинальное напряжение	3/N/PE,220/380 or 3/N/PE,240/415 or 3/N/PE,230/400
Диапазон выходного напряжения	180В-270В
Максимальный ток АС	22 А
Номинальная частота	50Гц / 60Гц
Диапазон частоты	47~53 / 57~63Hz (согласно местным стандартам)
Коэффициент мощности (cos θ)	1
Отклонение (THD%)	<3%
Количество фаз	3
Максимальная эффективность	98,2%

Таблица 9. Характеристики сетевого инвертора

Моделирование энергетических балансов в автономной системе электроснабжения осуществляется в компьютерной программе **helioshouse** [18]. Указанное программное обеспечение позволяет определять среднесуточную выработку электрической и тепловой энергии от солнца и ветра в выбранном месте расположения энергоустановки для каждого месяца года. В качестве исходных данных выбираем координаты места предполагаемой установки станции, например Ирак, мухафаза Бабиль, город Хан-Эль-Махавиль.

Для определения суточного хода выработки электроэнергии воспользуемся программой SunCalc которая показывает движение

солнца и фазы солнечного света в течение данного дня в заданном месте. Для расчета задаются характерные сутки - 15 число каждого месяца и отслеживается продолжительность светового дня [11].



Рисунок 30. Заправка в 50 км от города Хан-Эль-Махавиль в программе SunCalc

Длительность зимнего светового дня (15 января) в районе г. Хан-Эль-Махавиль составляет около 9,46 часов с 11:05 до 21:19 часов. Тогда, в соответствии с графиком рисунок.30, дневное энергопотребление составит 138,79 кВтч, ночное – 106,7 кВтч, или в процентах, соответственно, 56,54 % и 43,46 %.

Длительность летнего светового дня (15 июля) в районе г. Хан-Эль-Махавиль составляет около 14,1 часов с 09:06 до 23:12 часов. Тогда, в соответствии с графиком рисунок.33, дневное энергопотребление составит 150,96 кВтч, ночное – 74,5 кВтч, или в процентах, соответственно, 67 % и 33 %.

Для выбора установленной мощности фотоэлектрической

части необходимо проанализировать энергетический баланс ФДЭС в характерные летние сутки. Максимальная инсоляция, следовательно, максимальная возможная мощность электроэнергии ФЭС в течение светового дня приходится на 12 часов местного времени – рисунок 29. Мощность электропотребления нагрузки в это время составляет $P=18,28$ кВт.

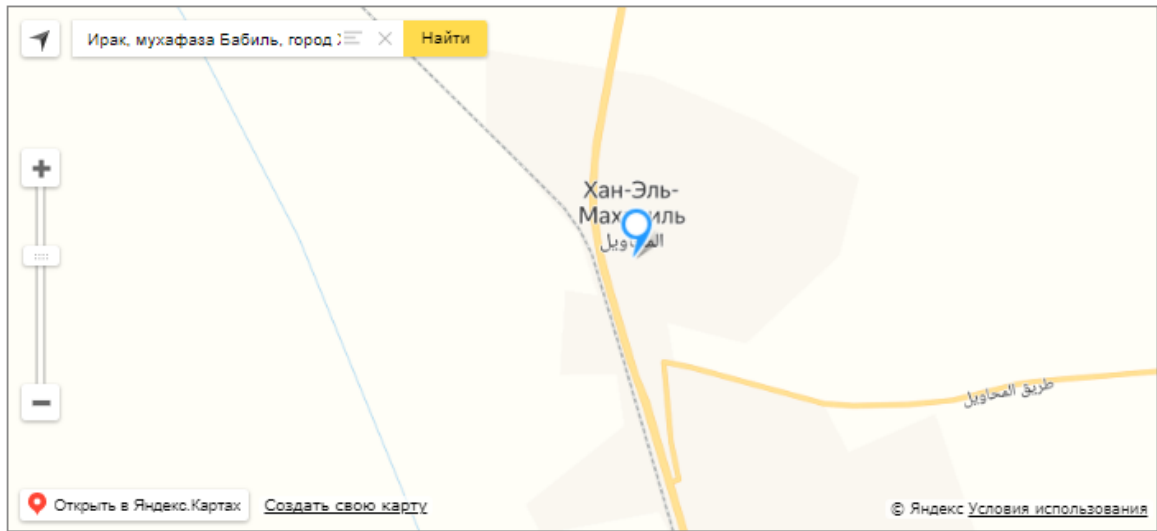
Следовательно, по условиям устойчивости работы сетевого инвертора ФЭС, распределение этой мощности между ФЭС и ДЭС составит:

$$P_{\text{фэс}} = 18,28 \cdot 0,4 = 7,312 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{дэс}} = 18,28 \cdot 0,6 = 10,968 \text{ кВт}.$$

В утренние и вечерние часы генерация от ФЭС уменьшается и устойчивость работы инвертора будет обеспечена. То же можно сказать и о зимнем периоде.

Таким образом, мощность генерации ФЭС в летний полдень не должна превышать 7,312 кВт. Выбранный фотоэлектрический модуль NH-POLY 280W в среднем за сутки июля производит 1,76 кВтч электроэнергии.



Выберите солнечные батареи:

1 штука × НН-POLY-280W = 1.9 м²

Зенитный угол:

33

Азимут:

180

Средняя нагрузка, кВт·ч/сутки:

- летом (калькулятор):

221,79

- зимой (калькулятор):

238,95

Суммарная выработка электроэнергии



Рисунок 31. Выработка одним модулем НН-POLY 280W в г. Хан-Эль-Махавиль

Месяц	Среднемесячная выработка ээ ,
-------	-------------------------------

	кВт·ч/сутки
Январь	1,23
Февраль	1,54
Март	1,63
Апрель	1,52
Май	1,68
Июнь	1,68
Июль	1,76
Август	1,83
Сентябрь	1,72
Октябрь	1,41
Ноябрь	1,17
Декабрь	1,13
Среднегодовая выработка электроэнергии: 1,54 кВт·ч/сутки	
Суммарная выработка электроэнергии за год: 562,29 кВт·ч	

Таблица 10. Суммарная выработка одним модулем НН-POLY 280W в г. Хан-Эль-Махавиль

Путём сравнения годовой выработки электроэнергии, определено оптимальное расположение фотоэлектрических модулей в пространстве – максимум энергии соответствует зенитному углу 33 град. и азимутальному – 180 град.

Произведем расчет средней мощности, вырабатываемой в течение солнечных суток июля для фотоэлектрического модуля по формуле (1):

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_c}{S_{\text{фм}} \cdot \Delta t} = \frac{1,76 \cdot 1000}{1,9 \cdot 14,1} = 65,7 \text{ Вт}, \quad (1)$$

Где:

W_c – среднемесячная выработка электроэнергии модулем типа НН-POLY 280W за исследуемый месяц, по рисунку 26 за июль принимаем $W_c = 1,76$ $S_{\text{фм}}$ – общая площадь солнечной батареи, для модуля типа НН-POLY 280W согласно техническим характеристикам принимаем $S_{\text{фм}} = 1,9 \text{ м}^2$; Δt – продолжительность светового дня, принимаем $\Delta t = 14,1$ ч.

Учитывая соотношение между средним P_{cp} и максимальным P_{max} значением синусоиды на половине её периода, представленное формулой (2), произведем расчет максимальной мощности выдаваемой панелью в течение светового дня.

$$P_{\text{max}} = \frac{\pi}{2} \cdot P_{\text{cp}} = \frac{\pi}{2} \cdot 65,7 = 103,2 \text{ Вт.} \quad (2)$$

Максимальное количество фотоэлектрических модулей для обеспечения требуемой мощности генерации в летний период определяется по формуле 3.

$$n = \frac{P_{\text{генер}}}{P_{\text{max}}} = \frac{7312}{103,2} = 70,85 \approx 71 \text{ шт.} \quad (1)$$

Таким образом установленная мощность фотоэлектрической части ФДЭС составит $P_{\text{уст.ФДЭС}} = n \cdot P_{\text{н}} = 71 \cdot 280 = 19,88 \text{ кВт}$ (где $P_{\text{н}}$ – номинальная мощность солнечной батареи, для модуля типа HH-POLY 280W $P_{\text{н}} = 280 \text{ Вт}$).

Графические зависимости среднесуточной месячной выработки ФЭС с $n = 71$ фотомодулями и зимнего и летнего среднесуточного электропотребления приведены на рисунке 32.

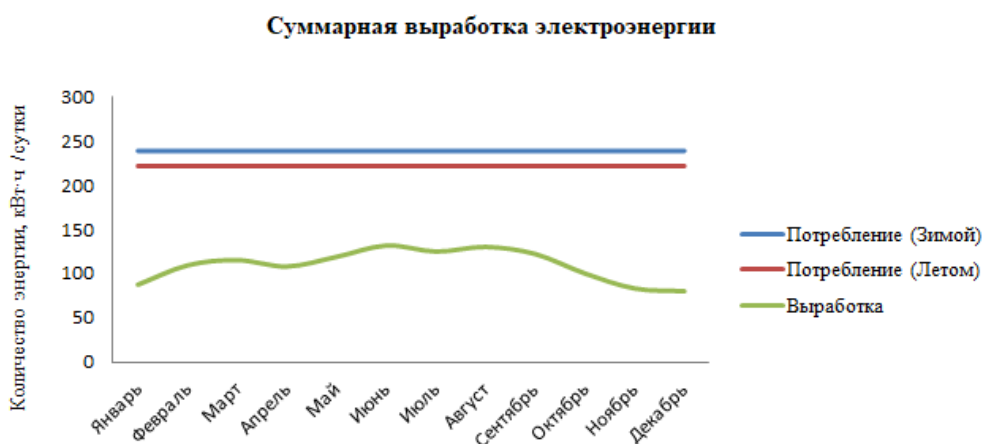


Рисунок 32. Суммарная выработка ЭЭ 71 солнечными модулями.

Данные по среднемесячной выработке электроэнергии $n = 71$ солнечными батареями по месяцам года представлены в таблице 11.

Таблица 11– Среднемесячная выработка электроэнергии $n = 71$ солнечными модулями

Месяц	Wс, кВт·ч/сутки
Январь	87,52
Февраль	109,49
Март	115,40
Апрель	108,16
Май	119,09
Июнь	131,89
Июль	125,08
Август	130,27
Сентябрь	122,19
Октябрь	100,13
Ноябрь	83,24
Декабрь	80,05
Среднегодовая выработка электроэнергии: 109,38 кВт·ч/сутки.	
Суммарная выработка электроэнергии за год: 39 922,43 кВт·ч.	

Зная установленные мощности генерирующего оборудования автономной системы электроснабжения: ДЭС и ФЭС его фактическую загрузку можно определить коэффициенты использования установленной мощности этого оборудования – КИУМ. КИУМ определяется как отношение фактической выработки энергии к теоретической, по выражению:

$$K = \frac{W}{P_{\text{уст}} \cdot T} \cdot 100\%$$

Где:

W – объем энергии, произведенный составной частью гибридного комплекса (ФЭС, либо ДЭС), за отсчетный период времени, кВт·ч;

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность составной части гибридного комплекса, кВт;

T – отсчетный период времени.

Рассчитаем среднегодовой КИУМ фотоэлектрической части ФДЭС:

$$K_{\text{ФЭС}} = \frac{W_{\text{ФЭС}}}{P_{\text{уст.ФЭС}} \cdot T_{\text{год}}} \cdot 100\% = \frac{39\,922,43}{19,88 \cdot 8760} \cdot 100\% = 22,92\%.$$

Рассчитаем среднегодовой КИУМ дизельной части ФДЭС:

$$K_{\text{ДЭС}} = \frac{W_{\text{ДЭС}}}{P_{\text{уст.ДЭС}} \cdot T_{\text{год}}} \cdot 100\% = \frac{W_{\text{нагр}} - W_{\text{ФЭС}}}{P_{\text{уст.ДЭС}} \cdot T_{\text{год}}} \cdot 100\% = \frac{238,95 \cdot 365 - 39\,922,43}{20 \cdot 8760} \cdot 100\% = 26,89\%.$$

Также можем оценить КИУМ ДЭС и ФЭС по месяцам, расчеты для дизельной части ФДЭС будем вести из предположения покрытия среднесуточной нагрузки в зимнее время суток $W_{\text{ср.сут}}=238,95\text{кВт}\cdot\text{ч}$. Расчетные данные коэффициента использования установленной мощности по месяцам для фотоэлектрической и дизельной части ФДЭС, используемой в выбранном поселке, сведены в таблицу 9.

Дизельная электростанция при полном обеспечении электропотребления АЗС должна вырабатывать порядка $238,95 \cdot 365 = 87\,216,75 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии. За вычетом энергии ФЭС $39\,922,43 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ остаётся $47\,294,32 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$

Таблица 12 – Коэффициент использования установленной мощности по месяцам

Месяц	Кол-во суток N	ФЭС			ДЭС		
		$W_{\text{с.ФЭС}}$, кВт·ч/сутки	$W_{\text{м.ФЭС}}$, кВт·ч	$K_{\text{ФЭС.м}}$, %	$W_{\text{с.ДЭС}}$, кВт·ч/сутки	$W_{\text{м.ДЭС}}$, кВт·ч	$K_{\text{ДЭС.м}}$, %
Январь	31	87,52	2713,12	18,34	238,95	7392,26	31,45
Февраль	28	109,49	3065,72	20,73		6690,6	26,87
Март	31	115,4	3577,4	24,19		7392,26	25,64
Апрель	30	108,16	3244,8	21,94		7168,5	27,15
Май	31	119,09	3691,79	24,96		7392,26	24,87
Июнь	30	131,89	3956,7	26,75		7168,5	22,20
Июль	31	125,08	3877,48	26,22		7392,26	23,62
Август	31	130,27	4038,37	27,30		7392,26	22,54
Сентябрь	30	122,19	3665,7	24,78		7168,5	24,22
Октябрь	31	100,13	3104,03	20,99		7392,26	28,82

Ноябрь	30	83,24	2497,2	16,88		7168,5	32,34
Декабрь	31	80,05	2481,55	16,78		7392,26	33,00
Среднегодовой КИУМ, %		22,92			26,89		

Пример расчета для 1-ой строки:

$$W_{\text{м.ФЭС.}i} = N_i \cdot W_{\text{с.ФЭС.}i} = 31 \cdot 87,52 = 2713,12 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$K_{\text{ФЭС.м.}i} = \frac{W_{\text{м.ФЭС.}i}}{P_{\text{уст}} \cdot N_i \cdot t_c} \cdot 100\% = \frac{2713,12}{19,88 \cdot 31 \cdot 24} \cdot 100\% = 18,34 \%;$$

$$K_{\text{ФЭС}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{ФЭС.м.}i}}{n} = \frac{275,04}{12} = 22,92\%;$$

$$W_{\text{м.ДЭС.}i} = N_i \cdot W_{\text{с.ДЭС.}i} = 31 \cdot 238,95 = 7\,392,26 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$K_{\text{ДЭС.м.}i} = \frac{W_{\text{м.ДЭС.}i} - W_{\text{м.ФЭС.}i}}{P_{\text{уст}} \cdot N_i \cdot t_c} \cdot 100\% = \frac{7\,392,26 - 2\,713,12}{20 \cdot 31 \cdot 24} \cdot 100\% = 31,45 \%;$$

$$K_{\text{ДЭС}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{ДЭС.м.}i}}{n} = \frac{322,71}{12} = 26,89\%.$$

В связи с тем, что генерирующих мощностей 39 922,43 кВт·ч не хватает для покрытия фактического потребления электроэнергии $238,95 \cdot 365 = 87\,216,75$ кВтч, увеличим количество солнечных модулей. Причем оптимизируя таким образом, чтобы потребление в осенне-зимний период было меньше выработки ЭЭ ФЭС, поскольку генерация для данного периода будет обеспечена дизель-генератором.

4.2. Оценить себестоимости ЭЭ ФДЭС с параллельной работой дизельной и фотоэлектрической

При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива за 519 моточасов составит 103800 руб. Тогда, себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии с учётом стоимости оборудования и израсходованного топлива производится по формуле:

$$C_{\text{эл}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot K + C_{\text{т}}}{W} = \frac{0,1 \cdot 1467145 + 103800}{82845} = 3 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч};$$

W – общее количество электрической энергии;

$P_{\text{н}}=1/T$ – нормативный коэффициент рентабельности, с учетом срока службы оборудования 10 лет, равен 0,1 о.е.;

T – экономический срок службы оборудования (лет);

K – затраты на оборудование;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость топлива.

Вывод

В ходе выполнения работы была проведена оптимизация выбора фотоэлектрической части автономной фото-дизельной системы электроснабжения (ФДЭС) посёлка Макаракский в Кемеровской области с совместной работой фотоэлектрической и дизельной частей по критерию максимума коэффициента использования установленной мощности. Были определены КИУМ для фотоэлектрической и дизельной частей ФДЭС, которые составили 22,92 % и 26,89 %, соответственно.

В итоге можно сделать вывод, что применение не только дизельной части системы электроснабжения, но и фото-электрической позволит сэкономить часть затрат на топливо и продлит срок службы ДЭС, при том что затраты на ФЭС включают только стоимость сетевого инвертора и самих панелей, без аккумуляторных батарей. Всё это позволит в конечном счёте уменьшить стоимость электрической энергии.

5. Оптимизация ФДЭС с раздельной работой фотоэлектрической и дизельной частей

Исследования проводятся для автономной системы электроснабжения с раздельной работой фотоэлектрической и дизельной частей ФДСЭС [28]. Структурная схема ФДСЭС приведена на рисунке 33.

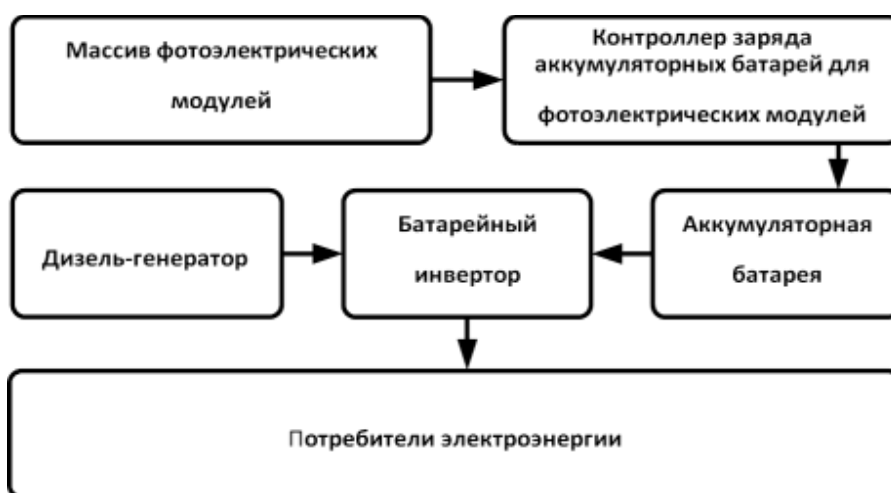


Рисунок 33. Структурная схема ФДСЭС с раздельной работой фотоэлектрической и дизельной частей [28].

Моделирование энергетических балансов в автономной системе электроснабжения осуществляется в компьютерной программе **helioshouse.ru/on-line-kalkulyator.html**. Указанное программное обеспечение позволяет определять среднесуточную выработку электрической и тепловой энергии от солнца и ветра в выбранном месте расположения энергоустановки для каждого месяца года. В качестве исходных данных выберем координаты места предполагаемой установки станции посёлок Хан-Эль-Махавиль Бабилонской области Ирак (рис. 33).

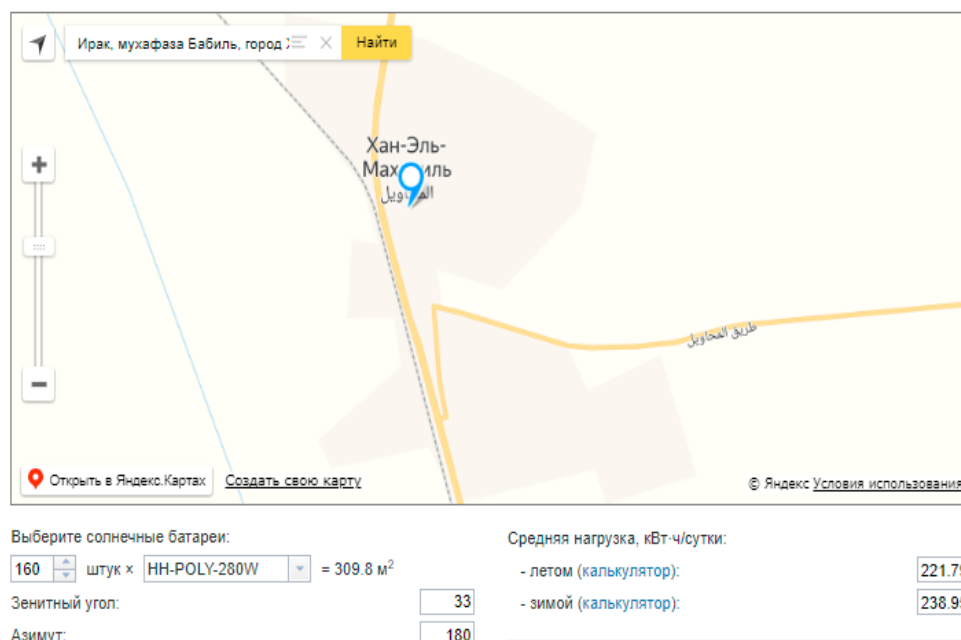


Рисунок.34. Выбор объекта электрификации – посёлка в г. Хан-Эль-Махавиль

Среднемесячная выработка электрической энергии по месяцам года за характерные сутки фотоэлектрическим модулем НН–POLY–280W, площадью 310 м², ориентированном в пространстве оптимальным образом: зенитный угол – 33⁰, азимутальный – 180⁰ приведена в таблице 13.

Таблица 13.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1.23	1.54	1.63	1.52	1.68	1.86	1.76	1.83	1.72	1.41	1.17	1.13
Среднегодовая выработка электроэнергии: 1.54 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 562.29 кВт·ч.											

Графическая зависимость среднемесячной выработки электроэнергии представлена на рисунке 34. Следует отметить, что выработка электроэнергии определяется с учётом реальных условий облачности.



Рисунок.34 Суммарная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки [2]

5.1. Оптимизация ФДСЭС.

Для значения вечернего максимума 18 кВт, имеем среднесуточную нагрузку 9,96 кВт. Среднесуточная энергия, соответственно, равна 239 кВт·ч. Для покрытия такой нагрузки в зимнее время необходимо не менее 220 фотоэлектрических модулей указанного типа. Графики среднесуточной месячной потенциальной выработки электроэнергии 220 фотоэлектрическими модулями указанного типа и среднесуточного электропотребления посёлка приведены на рис.35. На этом же рисунке графически показано летнее электропотребление.



Рис.35. Графические зависимости среднесуточной месячной выработки ФЭС и зимнего и летнего среднесуточного электропотребления.

Для летнего периода вечерний максимум равен 14,55 кВт, средняя суточная нагрузка – 9,24 кВт. Среднесуточное летнее энергопотребление составит 222 кВт·ч. Численные значения среднесуточной выработки фотоэлектростанции по месяцам приведены в таблице 14.

По графическим зависимостям видна возможность электроснабжения посёлка только от фото-электростанции. При этом, при условии покрытия нагрузок в зимнее время, летом потенциальная выработка фотоэлектростанции превышает потребности посёлка более чем в 2 раз, что экономически не целесообразно.

Таблица 14

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
277.36	346.99	365.72	342.75	377.39	417.96	396.38	412.83	387.23	317.31	263.79	253.67
Среднегодовая выработка электроэнергии: 346.62 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 126514.74 кВт·ч.											

Необходимо произвести расчет стоимостиотпускаемой электроэнергии в случае применения только фотоэлектрических панелей:

В стоимость электроэнергии входит стоимость фотоэлектрических модулей, солнечный инвертор и аккумуляторные батареи.

Технико-экономические параметры выбранного модуля:

Цена – 11790 руб.

Срок службы – 25 лет

Максимальная мощность, макс. Ватт – 288-300

Оптимальное рабочее напряжение, макс. Вольт – 36.5

Оптимальный рабочий ток, Ампер – 7.67

Напряжение холостого хода, макс. Вольт – 44.51

Ток холостого хода, Ампер - 5.71

Максимальное напряжение системы, Вольт – 1000

Тогда затраты на покупку 225 модулей составят: 2652750 рублей.

Солнечный инвертор

К установке рассматриваются гибридные солнечные трехфазные инверторы типа SILA PRO на 10 кВт Стоимость двух

инверторов на 10 кВт равна 653440 руб. [6]

Аккумуляторные батареи:

Оценка стоимости аккумуляторных батарей (АБ) может быть проведена из следующих соображений: зимнее суточное электропотребление округлённо равно 200 кВт·ч (при выработке ФЭС 275 кВт·ч в январе), причём в течение светового дня происходит суммарная генерация электроэнергии от ФЭС, дневное электропотребление и зарядка аккумуляторов. Ночное электропотребление осуществляется от аккумуляторных батарей. Таким образом, ёмкость аккумуляторов должна обеспечивать их режим разряда – заряда в объёме ночного электропотребления посёлка с учётом рекомендуемой глубины разряда.

Для построения суточного энергетического баланса автономной системы электроснабжения на базе ФЭС удобно воспользоваться суточным научному графиком вывод электрических следующие нагрузок, объекта Длительность отчета зимнего выработки светового вопрос дня (15 января) в газов районе затрат г. Хан-Эль-Махавиль таблица составляет научных около 9,46 часов солнечных с 11:05 до 21:19 часов. Тогда, проекта в соответствии всегда с суточным стороной графиком работа электрических батареи нагрузок (рисунок 29), определив дневное оклад энергопотребление обзор составит 138,79 кВтч, природных ночное – 106,7 кВтч, основании или сборки в процентах, структура соответственно, 56,54 % и 43,46 %.

Следовательно, обменная энергия батареи аккумуляторов составляет 106,7 кВт·ч. Учитывая зависимость срока службы аккумуляторов от глубины их разряда, примем, что 106,7 кВт·ч соответствует 40% ёмкости АБ. Тогда, необходимая ёмкость батареи аккумуляторов равна 266,75 кВт·ч. Принимая рабочее напряжение в цепи постоянного тока ФЭС 48 В, получим ёмкость АБ в ампер – часах 6000 А·ч.

Выберем гелевые аккумуляторы Delta GEL 12 – 200 [5] ёмкостью 200 Ач, стоимостью 37 877 рублей. Количество аккумуляторов составит округлённо 32 штук ($N_p=8$ штук, $N_s=4$ штук), что потребует сумму в 1212064 рубля.

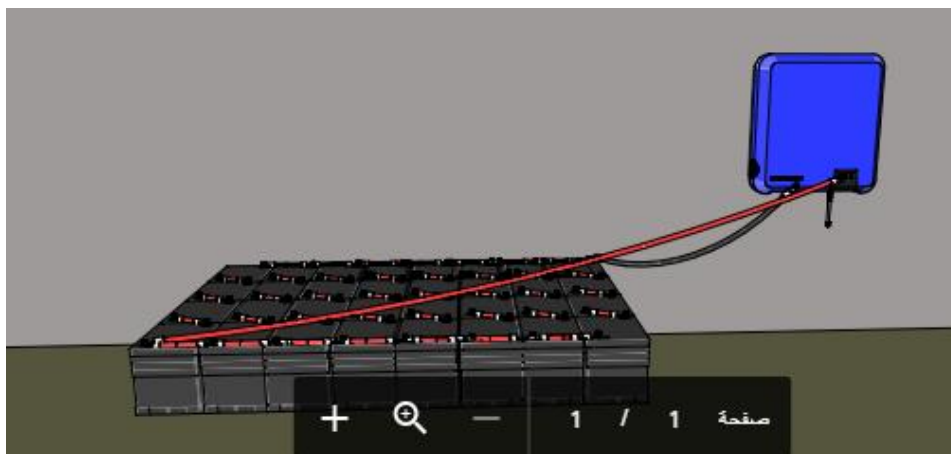


Рисунок 36 – Параметры аккумулятора.

Возникает вопрос о рациональном времени работы ФЭС и ДЭС. Очевидно, что ФЭС работает весь световой день (начиная и заканчивая с уровня инсоляции 15-20% от тестовой 1000 Вт/м^2). Её энергия должна быть полностью использована потребителем с учётом потерь на энергопреобразование в ФДСЭС. ДЭС должна обеспечивать потребителя, когда энергии ФЭС недостаточно. Значительные отличия в уровне инсоляции и, соответственно, в выработке электроэнергии ФЭС по сезонам года определяют выбор её установленной мощности достаточной для покрытия летнего электропотребления объекта электрификации. Зимой электроснабжение осуществляется преимущественно от ДЭС с некоторым участием в энергобалансе ФЭС. Установленная мощность ДЭС выбирается по пиковой мощности зимнего графика нагрузки.

Таким образом, общие затраты на основное оборудование ФЭС составят 4518254 рубля.

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии с учётом только затрат на оборудование:

$$C_{\text{эл}} = \frac{(P_{\text{н}} \cdot K)}{W}, \text{ руб/кВтч}$$

Где:

W – общее количество электрической энергии;

$P_{\text{н}}=1/T$ – нормативный коэффициент рентабельности, где T – экономический срок службы оборудования (лет);

K – затраты на оборудование.

Учитывая потенциальную годовую выработку электроэнергии ФЭС 126514,74 кВт·ч (таблица 3) подсчитываем себестоимость электроэнергии при сделанных допущениях и при условии потребления всей генерируемой энергии – 3,6 руб/кВт·ч при расчётном сроке службы оборудования 10 лет.

Фактическое годовое потребление посёлка в 14 раз меньше – около 82845кВт·ч, что определяет себестоимость 5,5 руб/кВт·ч (таблица 14).

5.2. Оптимизация ФДЭС

Электроэнергия в рассмотренном выше варианте электрификации посёлка производится только ФЭС. Поставим задачу снижения себестоимости электроэнергии путём оптимизации установленной мощности и стоимости ФЭС с учётом соответствующего перераспределения выработки электроэнергии на дизельной электростанции.

В качестве метода оптимизации целесообразно использовать метод направленного перебора вариантов количества фотоэлектрических модулей с учётом соответствующего изменения количества аккумуляторов.

Заметим, что установленную мощность дизельной электростанции по условиям надёжности и возможности широкого варьирования установленной мощностью ФЭС следует выбирать по максимуму зимнего суточного графика нагрузки – 18 кВт, то есть ближайший из

промышленного ряда дизель–генератор с запасом по мощности 20%. Например, подходит дизель–генератор типа Geko 20014ED-S/DEDA стоимостью 417335 рублей[4].

1) Выработка электроэнергии производится с помощью 200 фотоэлектрических модулей и дизель генератора. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
246.54	308.43	325.08	304.66	335.46	371.52	352.34	366.96	344.21	282.06	234.48	225.49
Среднегодовая выработка электроэнергии: 308.10 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 112457.55 кВт·ч.											

При снижении количества фотоэлектрических модулей до 200 штук наблюдается нехватка электроэнергии ФЭС в зимний период (ноябрь, и декабрь) в количестве 13,46 кВт·ч в сутки за декабрь, 4,47 кВт·ч в сутки за Ноябрь. В связи с нехваткой ЭЭ необходимо включение ДЭС на время необходимое для компенсации энергетического баланса ФЭС.

Для компенсации выполняется включение ДЭС на 1 час в сутки в декабре. В результате чего ДЭС эти три месяца проработает 31 моточаса и при потреблении 4 л/ч (при 75% нагрузке) израсходует 124 литров топлива. При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива составит 6200 руб.

2) Выработка электроэнергии производится с помощью 180 фотоэлектрических модулей и дизель генератора. Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
221.89	277.59	292.58	274.20	301.91	334.37	317.11	330.27	309.79	253.85	211.03	202.94
Среднегодовая выработка электроэнергии: 277.29 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 101211.79 кВт·ч.											

При снижении количества фотоэлектрических модулей до 180 штук наблюдается нехватка электроэнергии ФЭС в зимний период (ноябрь, декабрь и январь) в количестве 36,01 кВт·ч в сутки за декабрь, 27,92 кВт·ч в сутки за Ноябрь и 17,06 кВт·ч в сутки за Январь..В связи с нехваткой ЭЭ необходимо включение ДЭС на время необходимое для компенсации энергетического баланса ФЭС.

Для компенсации выполняется включение ДЭС на 2 часа в сутки в декабре, на 2 час в сутки в ноябре, на 1 часа в сутки в январе. В результате чего ДЭС эти три месяца проработает 155 моточаса и при потреблении 4 л/ч (при 75% нагрузке) израсходует 620 литров топлива. При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива составит 31000 руб.

3) Выработка электроэнергии производится с помощью 160 фотоэлектрических модулей и дизель генератора. Данные представлены в таблице 17.

Таблица 17.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
197.23	246.75	260.07	243.73	268.37	297.21	281.87	293.57	275.37	225.65	187.58	180.39
Среднегодовая выработка электроэнергии: 246.48 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 89966.04 кВт·ч.											

При снижении количества фотоэлектрических модулей до 160 штук наблюдается нехватка электроэнергии ФЭС в зимний период (Октябрь, ноябрь, декабрь, и январь) в количестве 58,56 кВт·ч в сутки за декабрь, 51,37 кВт·ч в сутки за Ноябрь, и 41,72 кВт·ч в сутки за Январь.

В связи с нехваткой ЭЭ необходимо включение ДЭС на время необходимое для компенсации энергетического баланса ФЭС.

Для компенсации выполняется включение ДЭС на 4 часа в сутки в декабре, на 3 часа в сутки в ноябре, на 3 часа в сутки в январе. В результате чего ДЭС эти три месяца проработает 307 моточасов и при потреблении 4 л/ч (при 75% нагрузке) израсходует 1228 литров топлива. При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива составит 61400 руб.

4) Выработка электроэнергии производится с помощью 150 фотоэлектрических модулей и дизель генератора. Данные представлены в таблице 18.

Таблица 18.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
184.91	231.32	243.81	228.50	251.59	278.64	264.26	275.22	258.16	211.54	175.86	169.12
Среднегодовая выработка электроэнергии: 231.08 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 84343.16 кВт·ч.											



Рис. 37. Графические зависимости среднесуточной помесячной выработки ФЭС с 150 фотомодулями и зимнего и летнего среднесуточного электропотребления

При снижении количества фотоэлектрических модулей до 150 штук наблюдается нехватка электроэнергии ФЭС в зимний период (Октябрь, ноябрь, декабрь, январь, февраль и апрель) в количестве 27,41 кВт·ч в

сутки за октябрь, 63,09 кВт·ч в сутки за Ноябрь, 69,83 кВт·ч в сутки за декабрь, 54,04 кВт·ч в сутки за Январь, 7,63 кВт·ч в сутки за Февраль, и 10,45кВт·ч в сутки за Апрель. В связи с нехваткой ЭЭ необходимо включение ДЭС на время необходимое для компенсации энергетического баланса ФЭС.

Для компенсации выполняется включение ДЭС на 2 часа в сутки в Октябре, на 4 часа в сутки в ноябре, на 5 часов в сутки в декабре, на 4 часа в сутки в январе, на 1 час в сутки в феврале, и на 1 час в сутки в апреле. В результате чего ДЭС эти три месяца проработает 520 моточасов и при потреблении 4 л/ч (при 75% нагрузке) израсходует 2080 литров топлива. При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива составит 104000руб.

5) Выработка электроэнергии производится с помощью 140 фотоэлектрических модулей и дизель генератора. Данные представлены в таблице 19.

Таблица 19.

Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
172.58	215.90	227.56	213.27	234.82	260.06	246.64	256.87	240.95	197.44	164.13	157.84

Среднегодовая выработка электроэнергии: 215.67 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 78720.28 кВт·ч.

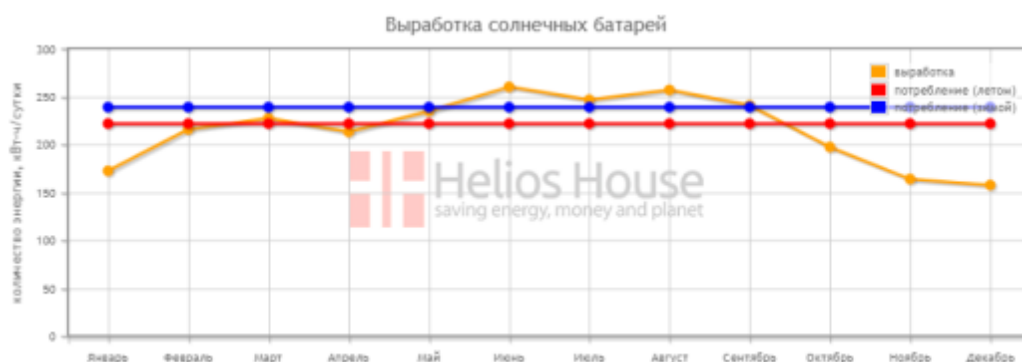


Рис. 38. Графические зависимости среднесуточной месячной выработки ФЭС с 140 фотомодулями и зимнего и летнего среднесуточного электропотребления

При снижении количества фотоэлектрических модулей до 140 штук наблюдается нехватка электроэнергии ФЭС в зимний период (Октябрь, ноябрь, декабрь, январь, февраль, март, апрель и май) в количестве 41,51кВт·ч в сутки за октябрь, 74,82 кВт·ч в сутки за Ноябрь, 81,11кВт·ч в сутки за декабрь, 66,37 кВт·ч в сутки за Январь, 23,05кВт·ч в сутки за Февраль, 11,39 кВт·ч в сутки за март, 25,68 кВт·ч в сутки за Апрель, и 4,13кВт·ч в сутки за май. В связи с нехваткой ЭЭ необходимо включение ДЭС на время необходимое для компенсации энергетического баланса ФЭС.

Для компенсации выполняется включение ДЭС на 3 часа в сутки в Октябре, на 5 часов в сутки в ноябре, на 5 часов в сутки в декабре, на 4 часа в сутки в январе, 2 на часа в сутки в феврале, на 1 час в сутки в марте, на 2 часа в сутки в апреле, на 0 час в сутки в мае. В результате чего ДЭС эти три месяца проработает 670 моточасов и при потреблении 4 л/ч (при 75% нагрузке) израсходует 2680 литров топлива. При усредненной цене в 50 руб/л стоимость необходимого топлива составит 134000 руб.

Учитывая, что в данном варианте в осенне–зимнем периоде ночное электропотребление не обеспечивается ФЭС и, соответственно, накопленной энергией в аккумуляторах, целесообразно уменьшить количество аккумуляторных батарей на половину, то есть до 15 штук. Это обеспечит весенне–летнее электроснабжение посёлка только от ФЭС.

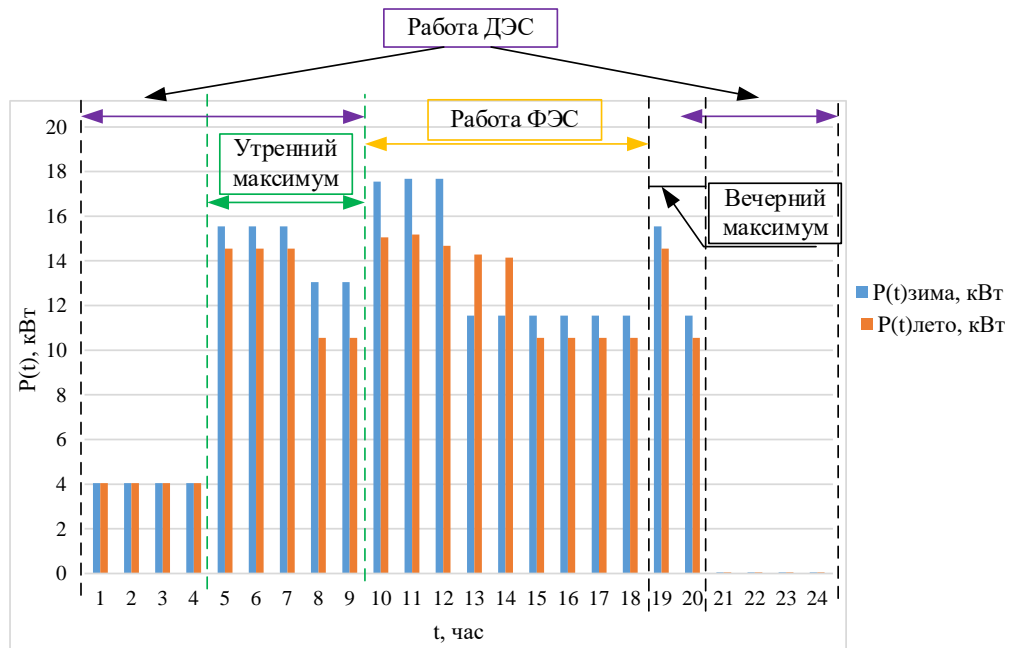


Рисунок 39 – График нагрузок зимнего и летнего периода потребителей с распределением покрытия нагрузок различными частями ФДЭС

5.3. Вариант покрытия летнего вечернего максимума энергией аккумуляторной батареи.

Для лета вечерний максимум продолжается около 2 часов с 19 до 21 часов. За это время потребляется около 25,1 кВт·ч электроэнергии. Полностью заряженная батарея аккумуляторов ёмкостью 6000 А·ч содержит запас электроэнергии 31,2 кВт·ч (при напряжении шины постоянного тока 12 В). Разряд аккумуляторов при питании потребителя в продолжение вечернего максимума на 31,2 кВт·ч доводит их разряд до 46 %. Циклический режим работы аккумуляторов снижает срок их службы, причём снижение тем заметнее, чем глубже разряд. Полученное значение глубины разряда можно принять за допустимое (при предельной глубине разряда 25 %).

Ночное потребление электроэнергии целесообразно осуществлять от ДЭС. Время работы ДЭС: с 21 часов до 10 окончания утреннего максимума – 13 часов. С 10 до 19 часов энергообеспечение коттеджа

осуществляется от ФЭС. За это время ФЭС должна обеспечить потребителя не менее 115,21 кВт·ч электроэнергии.

В соответствии с рис.6, ФЭС летом (июль) вырабатывает около 258,97 кВт·ч электроэнергии, что обеспечивает питание нагрузок в дневное время и запас электроэнергии в аккумуляторах для покрытия вечернего максимума: всего 143,76 кВт·ч. Полагая суммарный КПД энергопреобразования в системе электроснабжения 0,8, делается вывод о достаточном объёме выработки электроэнергии ФЭС для анализируемого режима работы ФДСЭС в летнее время.

Установленная мощность ДЭС в соответствии с пиковой мощностью зимнего графика нагрузки должна выбираться равной 18 кВт. В этом случае летом, в рассматриваемом режиме работы, она будет загружена только на 15–30%, тогда как энергоэффективной нагрузкой является 70–80% относительно номинальной.

Для обеспечения приемлемой загрузки дизель–генератора ДЭС рассматривается вариант с использованием нескольких агрегатов в составе дизельной части ФДСЭС.

Следует отметить, что исключение из режима ДЭС летнего вечернего максимума позволяет уменьшить её установленную мощность, ориентируясь на утренний пик нагрузки – кВт. Следовательно, в составе ДЭС для летней эксплуатации целесообразно иметь дизель–генератор установленной мощности 18 кВт. Тогда для работы в зимнее время необходимо иметь в составе ДЭС 1 дизель генератор указанной мощности. Выбор однотипных генераторов удобен с эксплуатационной точки зрения и позволяет вводить их в работу по мере необходимости в соответствии с сезонами года

5.4. Вариант ночного электроснабжения потребителя в зимний период от аккумуляторных батарей.

В зимнее время ФЭС вырабатывает 166 – 227 кВт·ч электроэнергии в сутки. Ночное потребление с 21 до 5 часов составляет 16,4 кВт·ч, что позволяет выключать ДЭС на это время. Превышение выработки ФЭС над электропотреблением от неё позволяет компенсировать потери на преобразование электроэнергии и поддерживать аккумуляторы в заряженном состоянии. В светлое время суток ФЭС работает только на зарядку аккумуляторов. Тем самым исключается работа ДЭС в наиболее неблагоприятный для нее режим работы (менее 70–80 % от номинальной загрузки).

5.5. Оценка экономических показателей ФДЭС.

Расчёт себестоимости электроэнергии с учётом стоимости оборудования и израсходованного топлива производится по формуле:

$$C_{\text{эл}} = \frac{(P_{\text{н}} \cdot K + C_m)}{W}, \text{ руб/кВтч}$$

Где :

C_m – стоимость топлива.

Стоимость ФДСЭС с 200 фотоэлектрическими модулями составляет 4565085 рублей, стоимость топлива 6200 рублей, при цене топлива 50 руб/л. Тогда себестоимость электроэнергии для этого варианта равна 5,58 руб/кВт·ч.

Стоимость ФДСЭС с 180 фотоэлектрическими модулями составляет 4329285 рублей. Стоимость топлива 31000 рублей. Себестоимость электроэнергии для рассматриваемого варианта равна , 5,59 руб/кВт·ч.

Стоимость ФДСЭС с 160 фотоэлектрическими модулями составляет 4093485 рублей. Стоимость топлива 61400 рублей. Себестоимость электроэнергии для рассматриваемого варианта равна 5,68 руб/кВт·ч.

Стоимость ФДСЭС с 150 фотоэлектрическими модулями составляет 3975585 рублей. Стоимость топлива 104000 рублей. Себестоимость электроэнергии для рассматриваемого варианта равна, 6 руб/кВт·ч.

Стоимость ФДСЭС с 140 фотоэлектрическими модулями и с уменьшенным до 15 единиц количеством аккумуляторов составляет 3289530 рублей. Стоимость топлива 134000 рублей. Себестоимость электроэнергии для рассматриваемого варианта равна 5,58 руб/кВт·ч.

Для годовой выработки 82845 кВт·ч электроэнергии только дизельной электростанцией с расходом топлива 4 литров в час, необходима работа ДЭС в номинальном режиме в течение 5523 часов с расходом топлива 22092 литров. Для принятой стоимости топлива 50 рублей за литр за год необходимо истратить около 1104600 рублей.

При расчёте себестоимости электроэнергии, был принят коэффициент рентабельности, соответствующий сроку службы оборудования 10 лет. Тогда, исходя из соображений надёжности электроснабжения и гарантийного срока эксплуатации выбранной ДЭС 36 месяцев, необходимо в составе ДЭС иметь 1 дизель-генератора суммарной стоимостью 417335 рублей.

Себестоимость электроэнергии ДЭС, при указанных условиях, равна 13,84 руб./кВт·ч.

Выводы

В ходе работы было проведено проектирование ФДЭС для электроснабжения выбранного населенного пункта (в районе г. Хан-Эль-Махавиль).

В конечном итоге приведена себестоимость ЭЭ при использовании только дизель–генераторов в количестве 3 штук.

В результате:

1. Себестоимость электроэнергии ФДСЭС для всех рассмотренных вариантов ниже, чем на ДЭС.
2. Оптимальным вариантом установленной мощности фотоэлектрической части ФДСЭС является использование 160 фотоэлектрических модулей.

6. Социальная ответственность

Введение

Данный раздел ВКР посвящен выполнению анализа и разработке мер по обеспечению благоприятных условий труда при выполнении работ на автомобильной заправочной станции (АЗС), которая подключена с помощью возобновляемых источников энергии, а именно гибридной фото-дизельной станции. Произведен анализ вредных факторов таких как: повышение уровня шума, вибрации, превышение электромагнитных и ионизирующих излучений, ухудшение показателей микроклимата. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, защиты в случае чрезвычайной ситуации, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рабочее место представляет с собой большое обслуживающее помещение, в котором находятся группа из 2-3 человек, которое также играет роль магазина. Также на предприятии есть крытая площадка под топливные колонки.

Предприятие расположено в Ираке, что обуславливает континентальный климат, с сухим и исключительно жарким летом и относительно дождливой прохладной зимой, на севере субтропический, на юге тропический.

Персонал, обслуживающий электроустановки и оборудование проектируемой системы электроснабжения, работает в условиях возможного воздействия ряда неблагоприятных для здоровья факторов, обусловленных состоянием помещений и характером производства. В связи с этим, обязательным является соблюдение санитарных норм проектирования промышленных предприятий [36].

6.1 Организационные секторах вопросы можно обеспечения более безопасности

Для освещения территории АЗС в темное время суток предусматривается уличное освещение. Освещены транспортные пути,

пешеходные дорожки, подъезды фонарями уличного освещения и прожекторами, обеспечивающими освещенность в пределах 100 лк. Для проходов и проездов, ширина которых не превышает 4-8 м, целесообразно однорядное размещение светильников. Оптимальной высотой установки светильников является 6,5 м. Проезжая часть дорог и пешеходные дорожки имеют твердое покрытие.

На предприятии выполнен комплект мер по молниезащите. Молниеотводы установлены на крыше крытой площадки, а также на помещении с персоналом и магазином [43].

Основные эргономические нормативы осуществляются исходя из рекомендаций [58]. Так в таблице 1 приведены критерии выбора оптимальной рабочей зоны сотрудника АЗС.

Таблица 1

Рабочее положение	Величина усилий, Н	Степень перемещения работающего	Направление движения рук	Базы отсчета зон досягаемости	Величина рабочей зоны, мм
Сидя	До 30	Ограниченная	Вперед-назад	Фронтальная плоскость, параллельная заднему краю сиденья	Не более 600
			В стороны	Плоскость симметрии сиденья	Не более 500
Переменное	30-100	Обычная	Вперед-назад	Фронтальная плоскость, параллельная заднему краю сиденья	Не более 600
			В стороны	Плоскость симметрии сиденья	Не более 750
Стоя	100-150	Повышенная	Вперед-назад	Фронтальная плоскость, параллельная переднему краю оборудования	Более 300

			В стороны	Средняя плоскость тела	1000
--	--	--	-----------	---------------------------	------

6.2 Правовые вопросы обеспечения безопасности.

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования.

Работникам АЗС приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188

«Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки», Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда» [56].

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

6.3 Производственная безопасность

6.3.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации и мероприятия по снижению воздействия

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Механический завод и сборочный цех обладают рядом опасных и вредных факторов, которые значительно могут повлиять на здоровье и работоспособность трудящегося человека. Ниже приведем ряд возможно опасных факторов и разберем основные средства защиты и мероприятия.

Таблица 2 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные Документы
Вредные факторы	
Загазованность - большая концентрация выхлопных газов автомобилей;	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [32] Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Руководство» [33]
Недостаточный уровень освещенности;	СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*" [28]; ГОСТ Р 55710-2013«Освещение рабочих мест внутри зданий» [29];
Наличие электромагнитных-полей;	СанПиН 1.2.3685-21"Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [30]; ГОСТ 12.1.006-84«ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [32];
Повышенный уровень шума на рабочем месте;	СанПиН 1.2.3685-21"Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [30]; СП «Защита от шума» [31];
Опасные факторы:	
Движущиеся машины и механизмы;	ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда оборудование производственное [34]
Поражение электрическим током.	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Система

	стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [10]; Приказ №903н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [24];
--	--

Загазованность – большая концентрация выхлопных газов.

Источник фактора – работа дизельных генераторов, а также выхлопы автомобильных транспортных средств. Химические факторы загрязнения воздуха способны воздействовать на организм через дыхательную систему, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы, ткани и слизистые оболочки. Вредные вещества, проникшие в организм человека, могут вызывать острые или хронические отравления.

Данный пункт регламентируется ГОСТом 12.1.005-88 [66], и руководством Р 2.2.2006-05 в которых указаны методы расчета и ПДК для рабочего места.

Для защиты работника следует применять фильтры на ДГ, чтобы уменьшить количество вредных веществ, выдаваемых в атмосферу. Для защиты персонала от выхлопных газов стоит применять датчики загазованности, вытяжную вентиляцию, а в некоторых случаях аппараты воздушных тепловых завес.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещенность рабочих мест участков нормируется по СП 52.13330.2016 [35]. Допустимые нормы освещения приведены в таблице 2.

Недостаточная освещенность может привести к негативному влиянию на зрительный аппарат работника, что может привести к проблемам со зрением.

Немаловажным фактором, влияющем на здоровье и работоспособность рабочего, является освещение. Нормируемые

показатели представлены в приложении Л2 СанПиН 52.13330.2016, можно отметить, что помещения топливных колонок накрытые и под навесом имеют параметры Г-0,0 (Г-горизонтальная плоскость нормирования, 0 – высота рабочей зоны), освещенность равна 75 лк, помещения операционных залов и кассовых залов имеют освещенность, равную 500/300 лк, параметры рабочего места – Г-0,8.

Увеличение уровня освещенности возможно использованием дополнительными переносными источниками света, например настольными лампами, налобными фонарями и т.п. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Высокий уровень шума

Наиболее частым источником шума при проектировании может быть компьютер, но отклонение показателей, как правило не выходит за нормы. Дополнительным источником шума выступают посетители, а также автомобили. Но так или иначе последствием шума при проектировании может быть быстрое переутомление и снижение работоспособности.

Для снижения шума применяют следующие методы: в источнике уменьшают, путем изменения направленности излучения, производят рациональную планировку на предприятии и цехов, применяют акустическую обработку помещений, то есть производят уменьшение шума на пути его распространения.

Если уменьшение шума невозможно до допустимых величин общетехническими мероприятиями, используют средства индивидуальной защиты. Используются беруши, наушники, шлемы.

Движущиеся машины и механизмы;

Источником данного фактора являются автомобильные транспортные средства, что могут представлять угрозу при обслуживании топливных колонок, а также при сквозной езде на

высокой скорости автомобилей по территории АЗС.

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00 [16].

При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения.

Поражение электрическим током.

Источник данного фактора – электрооборудование на территории предприятия.

На АЗС отсутствует токопроводящая пыль и влажность, но есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой.

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются:

2. а) Основные защитные средства:

– изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для ремонтных работ;

– изолирующие устройства и приспособления для работ на ВЛ с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, изолирующие тяди, канаты, корзины телескопических вышек,

кабины для работы у провода и др.).

б) Дополнительные защитные средства:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- индивидуальные экранирующие комплекты;
- изолирующие подставки и накладки;
- плакаты и знаки безопасности.

3. Для работы с электроустановками ниже 1000 В применяются

а) Основные защитные средства:

б) Дополнительные защитные средства:

Расчет уровня производственного фактора. Расчет системы общего равномерного искусственного освещения

Для исследования уровня освещенности рабочего места рассматривается помещение с кассой.

Перед расчетом необходимо учесть, что высота помещения выберем 3,5 м,

В качестве осветительного прибора для зала хорошо подходит двухламповый светильник типа ОД для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен, допускается при умеренной влажности и запыленности.

Световой поток лампы Φ определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_l \cdot \eta} \text{ где}$$

E_n – нормативная освещенность по СП 52.13330.2016 и СанПин 1.2.3685-21, $E_n = 300$ лк для офисов (табл. Л.1 СП 52.13330.2016, табл. 5.54 СанПин 1.2.3685-21);

S – площадь освещаемого помещения, $S = 135 \text{ м}^2$;

K_z – коэффициент запаса, принимаемый в зависимости от загрязнённости воздуха в помещении, $K_z = 1,0$ о.е.;

Z – коэффициент неравномерности освещения (отношение средней освещённости к минимальной), о.е. (для люминесцентных ламп $Z = 1,1$ о.е., для светодиодных светильников $Z = 1,0$ о.е.),

$N_{л}$ – число ламп в помещении (необходимо учесть число ламп в светильнике), шт.;

η – коэффициент использования светового потока, показывающий, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность, для выбора которого необходимо знать:

- коэффициент отражения от потолка, стен и пола (таблица 6);

- индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

Где:

a и b - ширина и длина помещения;

h - высота подвеса светильника над расчётной поверхностью, м.

Таблица 6 – Значение коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	$\rho_{п}$, %	Состояние стен	$\rho_{с}$, %
Свежебеленный	70	Свежепобеленные с окнами без штор	50

Значения коэффициента использования светового потока светильников

для наиболее часто встречающихся сочетаний коэффициентов отражения и

индексов помещения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Коэффициенты использования светового потока
светильников с люминесцентными лампами

Тип светильника	ОД и ОДЛ		
	$\rho_{п}, \%$	30	50
$\rho_{с}, \%$	10	30	50
I			
1,1	46	48	51
1,25	48	50	53
1,5	50	52	56
1,75	52	55	58
2,0	55	57	60
2,25	57	59	62
2,5	59	61	64
3,0	60	62	66
...			

В связи с тем, что при выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды, выберем наиболее распространённый тип люминесцентных ламп для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен - открытые двухламповые светильники типа ОД, ОДОР, ШОД, ОДО, ООД.

Примем к выбору тип светильника ОД.

Размещение светильников в помещении определяется параметрами – рисунок 1: H – высота помещения; h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), обычно 0,5–0,7 м, примем 0,6 м; $h_n = H - h_c$ – высота подвеса, наименьшая допустимая высота для ОД $h_n = 3,5$ м; h_{pn} – высота рабочей поверхности над полом; h – высота светильника над рабочей поверхностью.

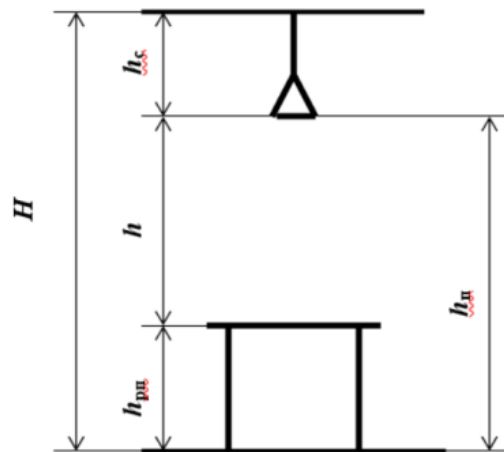


Рисунок 1 – Основные расчетные параметры

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2,7 = 3,78 \text{ м},$$

Где:

λ - интегральный критерий оптимальности расположения светильников, для люминесцентных светильников без защитной решетки типов ОД, ОДО $\lambda = 1,4$ о.е.;

h - расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, $h = 3,5 - 0,8 = 2,7$ м.

При равномерном размещении люминесцентных светильников последние располагаются обычно рядами – параллельно рядам оборудования (рисунок 2).

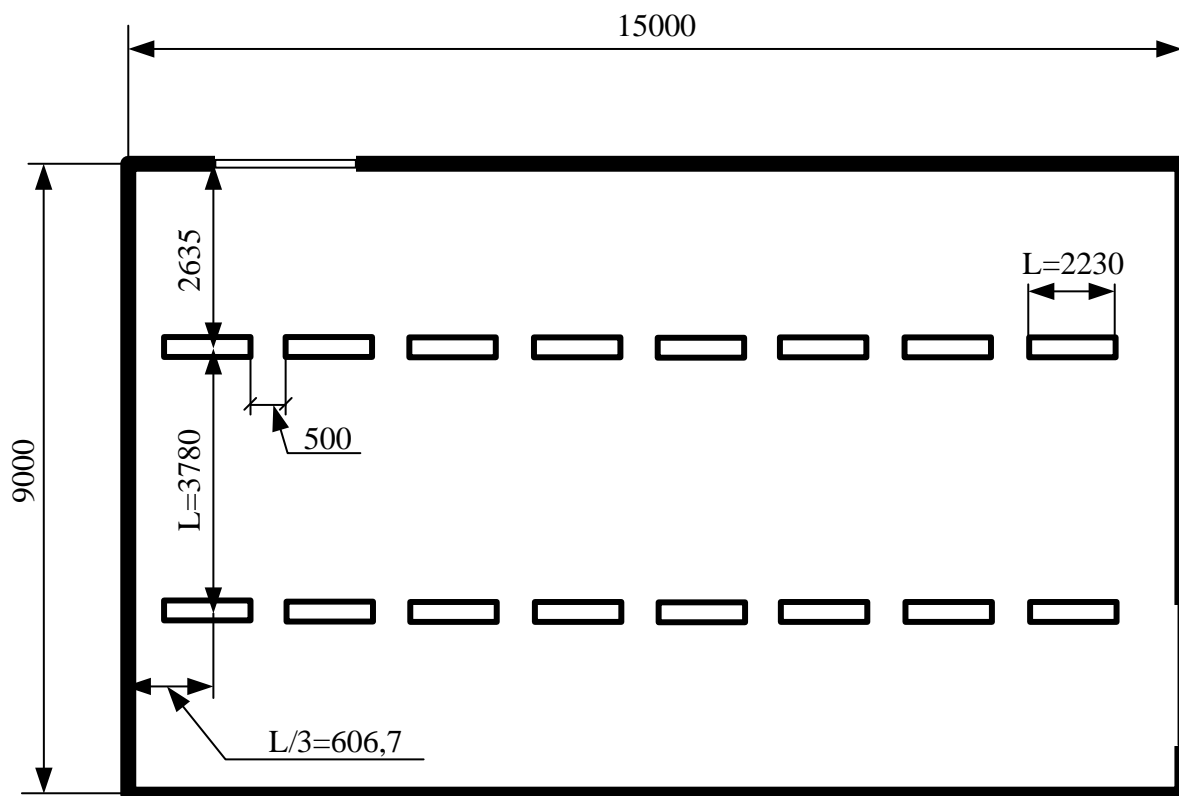


Рисунок 2 – Схема размещения светильников в помещении, где $L/3$ – оптимальное расстояние от крайних светильников или рядов до стены

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(B - \frac{2}{3}L\right)}{L} + 1 = \frac{\left(9000 - \frac{2}{3}3780\right)}{3780} + 1 = 2,7 \approx 2 \text{ шт, где}$$

B - ширина помещения, мм.

Количество светильников с люминесцентными лампами в ряду определяется по формуле:

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(A - \frac{2}{3}L\right)}{l_{\text{св}} + 0,5} + 1 = \frac{\left(15000 - \frac{2}{3}3780\right)}{1230 + 3780} + 1 = 8,2 \approx 8 \text{ шт, где}$$

A - длина помещения, мм;

$l_{\text{св}}$ - длина светильника, $l_{\text{св}} = 1,23 \text{ м}$ [47].

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле (тип ОД – двухламповые светильники):

$$N_{л} = n_{ряд} \cdot n_{св} = 2 \cdot (8 \cdot 2) = 32 \text{ шт.}$$

Тогда, световой поток лампы Φ :

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_{л} \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 135 \cdot 1,0 \cdot 1,1}{32 \cdot 0,62} = 2\,245,5 \text{ лм, где}$$

η – коэффициент использования светового потока, определенный по таблице 7, для выбора которого определены:

- коэффициент отражения от потолка, стен и пола ($\rho_{п} = 0,7$ о.е., $\rho_{с} = 0,5$ о.е.);

- индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{15 \cdot 9}{2,7 \cdot (15 + 9)} = 2,08 \text{ о.е., где}$$

A и B - ширина и длина помещения;

h - высота подвеса светильника над расчётной поверхностью, м.

Коэффициент использования светового потока, при округлении индекса помещения в большую сторону из следующего ряда: 0.5; 0.6; 0.7; 0.8; 0.9; 1.0; 1.1; 1.25; 1.5; 1.75; 2.0; **2.25**; 2.5; 3.0; 3.5; 4.0; 5.0 для таблицы 7, равен $\eta = 66\%$.

Выбираем ближайшую стандартную лампу (таблица 8) ЛБ мощностью 40 Вт.

Таблица 8 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм			
		ЛД	ЛХБ	ЛБ	ЛТБ
30	220	1650	1940	2020	2020
40		2300	2700	2800	2850
65		3750	4400	4600	4600

Выбранная лампа должна соответствовать допустимому отклонению светового потока $(-10\%) \div (+20\%)$, т.е. входить в диапазон 2020,9 лм \div 2694,5 лм. Поскольку световой поток лампы ЛД мощностью 40 Вт составляет 2300 лм – условие выполняется.

Тогда, определим электрическую мощность всей осветительной системы: $P = N_{\text{л}} \cdot P_{\text{л}} = 32 \cdot 40 = 1280$ Вт.

6.3.2 Экологическая безопасность

6.3.2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду и мероприятия по защите окружающей среды

Оценка воздействия на окружающую среду проводится с целью выявления характера, интенсивности, степени опасности влияния производства на состояние окружающей среды.

В процессе эксплуатации проектируемого предприятия, могут возникнуть следующие виды воздействия на окружающую среду:

- выбросы в атмосферу;
- сбросы в водные ресурсы;
- отходы производства.

Определим влияние производства на экологию.

Влияние на атмосферу выражается в выхлопах автомобилей, а также отработанных газов ДГ.

Влияние на литосферу отражается в утилизации использованных переработанных нефтепродуктов, на примере различных масел, смазок, тосола и т.п.

Гидросфера в свою очередь страдает при вымывании нефтепродуктов с обслуживающих площадок, что проливаются при нетехнологическом использовании топливных колонок, а также при разгерметизации хранилищ бензина и топливных шлангов.

Основным негативным фактором для экологической обстановки на инструментальном заводе можно выделить работу ДГ и их выбросы (углекислый, угарный газ, углеводороды и т.д.) в атмосферу.

Природоохранная деятельность ведется по следующим направлениям: охрана атмосферного воздуха, охрана водного бассейна, решение проблем утилизации отходов производства и потребления, экономика природопользования, контроль над соблюдением и выполнением требований природоохранного законодательства, анализ негативного воздействия на окружающую природную среду по результатам лабораторных исследований и инспекционных проверок [47].

Экологической политикой предприятия определены самые важные аспекты природоохранной деятельности:

- максимальное сокращение или исключение из технологических процессов токсичных и экологически опасных материалов, что позволяет сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, в сточную воду и снизить образование токсичных отходов [62];
- переработка и использование отходов производства и потребления [52];
- ликвидация экологических последствий аварий [51];
- не допускать к реализации ни один проект на новое строительство, расширение и перевооружение без положительного заключения государственной экологической экспертизы;
- поддержание экологического порядка в производственных помещениях, на промышленной площадке, в зоне влияния производства на окружающую среду;
- снижение экологического риска для персонала [52];
- постоянное информирование и обучение персонала подразделений в области предотвращения негативного воздействия на

окружающую среду;

- постоянное развитие и повышение эффективности производственного экологического мониторинга и контроля [51];

Снижение количества выбрасываемых в атмосферу вредных веществ осуществляется как за счет внедрения экологически безопасных технологических процессов и используемых материалов, так и в результате оснащения источников выбросов газоочистным оборудованием.

При осуществлении различных видов работ на АЗС образуются следующие виды загрязняющих веществ: пыль неорганическая, оксид азота, углеводы, фториды неорганические. При работе автотранспорта: азота диоксид, углерод, ангидрид сернистый, бензин, керосин.

Мероприятия по уменьшению загрязняющих веществ с предприятия:

- разработка и внедрение безотходных, малоотходных и ресурсосберегающих технологий;
- внедрение инновационных очистительных систем для более эффективной фильтрации газа и пыли;
- переход на экологически чистое сырье и использование вторичных материалов;
- использование топливных ресурсов с минимальным содержанием загрязняющих веществ;
- реорганизация системы движения транспорта;
- минимизация объемов неорганизованных выбросов и утечек;
- строгий контроль технологической работоспособности производственных фондов и очистных сооружений.

В самом процессе производства не образуются сточные воды. Сточные воды появляются в результате мойки топливных колонок и текущей уборки и специальными сливами отводятся в технологическую

канализационную сеть. Предварительная обработка этой воды перед выливанием в общие сети достигается отведением в бассейн для нейтрализации.

Золоотвалы на предприятии отсутствуют.

Для поддержания экологического равновесия на территории предприятия проводятся мероприятия по озеленению территории [55].

Таким образом влияние на атмосферу выражается в выхлопах автомобилей, а также отработанных газов ДГ.

Влияние на литосферу отражается в утилизации использованных переработанных нефтепродуктов, на примере различных масел, смазок, тосола и т.п.

Гидросфера в свою очередь страдает при вымывании нефтепродуктов с обслуживающих площадок, что проливаются при нетехнологическом использовании топливных колонок, а также при разгерметизации хранилищ бензина и топливных шлангов.

6.4.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.2 Анализ ЧС, которые могут возникнуть на объекте, меры по предотвращению ЧС и порядок действий в случае возникновения ЧС

На АЗС основной ЧС является пожары.

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Это связано с большим разнообразием и сложностью технологических процессов. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.01.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [56].

Ответственность за соблюдение необходимого противопожарного режима возлагается на руководителя предприятия и начальника цеха.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции.

Средства пожаротушения подразделяют на первичные,

стационарные и передвижные (пожарные автомобили).

Для локализации небольших возгораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

На предприятии используется система автоматической пожарной безопасности, основанная на датчиках различных видов (дымовые, тепловые, датчики пламени). В случае возникновения пожара, срабатывает система оповещения — подается световой и звуковой сигнал об опасности.

Также в ходе работы разработан план эвакуации рабочих и персонала с проектируемого помещения:

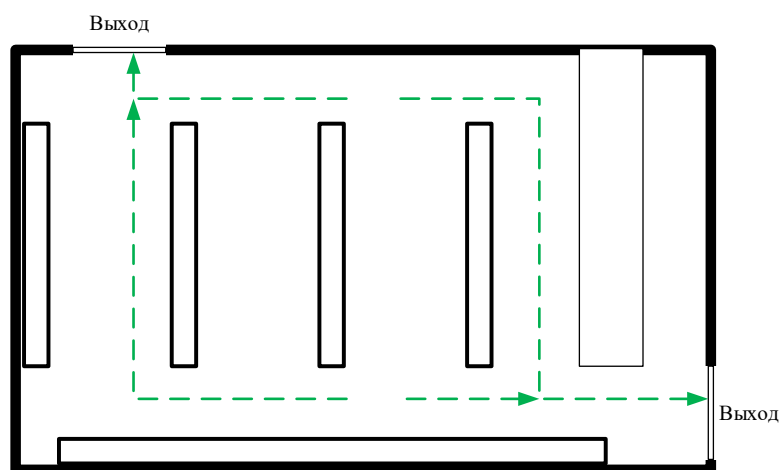


Рисунок 16 – План эвакуации.

Вывод

В разделе «Социальная ответственность» получена оценка условий труда электротехнического персонала, анализ вредных и опасных факторов, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

Исследуемые помещения можно отнести к IV категории по электробезопасности, к которым можно отнести ТП, а также РУ [63]. Для работы допускаются электромонтеры с группой персонала по электробезопасности не ниже II [58]. Работу можно отнести к категории Па по тяжести труда, согласно СанПиН 1.2.3685-21 [42]. Помещения топливной площадки можно отнести к категории БН для наружных установок [64].

Производство можно отнести к III категории по негативному воздействию на окружающую среду, согласно СП 12.13130.2009 [65], предприятие по транспортировке и хранению нефти и нефтепродуктов.

В разделе по безопасности в чрезвычайных ситуациях был приведен анализ ЧС, которые могут возникнуть при разработке, производстве или эксплуатации проектируемого решения. В качестве наиболее вероятного вида ЧС рассмотрен пожар. К данному варианту был составлен порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-технического исследования, оценка его эффективности, уровня возможных рисков, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

- организовать работы по научному исследованию;
- осуществить планирование этапов выполнения исследования;
- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научного исследования;
- рассчитать бюджет проводимого научно-технического исследования;
- произвести оценку социальной и экономической эффективности исследования.

В ходе дипломной работы проектируется автономное электроснабжение среднего нефтегазодобывающего предприятия в Томской области. Электроснабжение осуществляется за счет дизельной и газотурбинной техники. Объект электроснабжения удален от населенных

пунктов и находится в труднодоступных местах, что открывает пространство для проектирования автономных систем.

7.1 Предпроектный анализ

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

В данном проекте сегментами рынка являются:

- Нефтедобывающие компании;
- Научно-исследовательские организации, университеты;

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В данном научном исследовании анализируется эффективность энергоснабжения предложенным в работе методом посредством электроснабжения с помощью фотоэлектрических систем.

В таблице 1 приведена оценка конкурентов, где Ф – разрабатываемый проект, к1 – исследование, проведенное инженером-энергетиком в научно-исследовательском институте, к2 – исследование, проведенное организацией, которая занимается добычей нефти.

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность	0,18	4	4	3	0,7 2	0,72	0,54
2. Функциональная мощность	0,14	5	4	4	0,7	0,56	0,56
3. Надежность электроснабжения	0,19	5	5	5	0,9 5	0,95	0,95
4. Технологичность	0,13	4	4	4	0,5 2	0,52	0,52
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,13	5	4	4	0,6 5	0,52	0,52
2. Цена	0,13	5	3	4	0,6 5	0,39	0,52
3. Послепродажное обслуживание	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
Итого	1	32	27	25	4,6 1	3,81	3,63

Критерии оценки подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Вес показателей в сумме должны составлять 1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Основываясь на проведенном анализе конкурентов, можно сказать что проект превосходит конкурентные исследования, что связано с ценой, производительностью, а также скоростью разрабатываемого проекта. Однако уязвимость разрабатываемого проекта в том, что требуется больше времени на его выполнение.

7.1.3 SWOT-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта (таблица 2). Применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Анализ проводится в 3 этапа.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 2 – Матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны С1. Низкая цена проекта С2. Экологичность проведенных исследований С3. Разгрузка энергосистемы С4. Экономичность и энергоэффективность технологии С5. Точность расчетов</p>	<p>Слабые стороны Сл1. Отсутствие инженеринговой компании, способной построить производство под ключ Сл2. Ограниченная область применения проекта (в местах с достаточно высокой инсоляцией) Сл3. Усложнение системы электроснабжения.</p>
<p>Возможности В1. Расширение сферы участия в проектах, реализуемых в рамках программ ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на исследования</p>	<p>Угрозы У1. Появление конкурентных решений. У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1.	C2.	C3.	C4.	C5.
	B1.	+	+	+	+	+
	B2.	+	+	+	+	+

Окончание таблицы 3

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1.	Сл2.	Сл3.		
	B1.	-	-	+		
	B2.	0	+	+		
Сильные стороны проекта						
Угрозы		C1.	C2.	C3.	C4.	C5.
	У1.	-	-	+	-	-
	У2.	-	-	-	0	-
Слабые стороны проекта						
Угрозы		Сл1.	Сл2.	Сл3.		
	У1.	-	+	0		
	У2.	-	+	+		

В рамках *третьего этапа* должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 4).

Таблица 4 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны</p> <p>C1. Низкая цена проекта</p> <p>C2. Экологичность проведенных исследований</p> <p>C3. Разгрузка энергосистемы</p> <p>C4. Экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>C5. Точность расчетов</p>	<p>Слабые стороны</p> <p>Сл1. Отсутствие инжиниринговой компании, способной построить производство под ключ</p> <p>Сл2. Ограниченная область применения проекта (в местах с достаточно высокой инсоляцией)</p> <p>Сл3. Усложнение системы электроснабжения.</p>
<p>Возможности</p> <p>B1. Расширение сферы участия в проектах, реализуемых в рамках программ ТПУ.</p> <p>B2. Появление дополнительного спроса на исследования.</p>	<p>Быстрое продвижение исследования в связи с его преимуществами.</p> <p>Увеличение интереса из-за согласования проекта с проектом децентрализации систем электроснабжения, а также высокой экологичности производства</p>	<p>Привлечение нескольких инжиниринговых компаний для установки и введение в производства оборудования;</p> <p>Проведение маркетинговой компании для привлечения потребителей, попадающих под требования проекта.</p>
Угрозы	Подготовить основной упор	Длительность

У1. Развитие конкуренции	на экологичность проекта, возможность эффективного электроснабжения автономного предприятия.	исследования может привести к заморозке финансирования
У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства		

7.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполнена специальная форма, содержащая показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта (таблица 5).

При проведении анализа по таблице, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 5 – Оценка степени готовности проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4

2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	2	2
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	2
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2

Окончание таблицы 5

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
7.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	2
8.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
9.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
10.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
11.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	2
12.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
13.	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	40	38

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

где: $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации.

Таким образом по результатам исследования проект находится в самом начале коммерциализации и следует значительно проработать такие пункты как анализ рынка и вопросы связанные с финансированием, помимо этого необходимо провести маркетинговые исследования рынков сбыта, разработать бизнес-план коммерциализации научной разработки проработать вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.

7.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для коммерциализации результатов, проведенного исследования будут использоваться следующие методы: инжиниринг и передача интеллектуальной собственности.

Инжиниринг будет предполагать предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика.

Передача интеллектуальной собственности будет производиться в уставной капитал предприятия или государства.

Данные методы коммерциализации будут наиболее продуктивными в отношении данного проекта.

7.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые

ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта (таблица 6).

Таблица 6 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИИ ТПУ	Выпуск высококвалифицированных специалистов
Государство	Увеличение вклада зеленой энергетики в выработку энергии на территории страны

В таблице 7 представлена иерархия целей проекта и критерии достижения целей.

Таблица 7 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Выбор оптимального числа фотоэлектрических панелей
Ожидаемые результаты проекта:	Электроснабжение АЗС
Критерии приемки результата проекта:	Спроектировано электроснабжение предприятия согласно заявленным требованиям и ожиданиям.
Требования к результату проекта:	Требование:
	Обеспечить бесперебойность электроснабжения для потребителей 2 и 3 категории надежности электроснабжения;
	Проанализировать наиболее оптимальное количество электрооборудования и выбрать систему электроснабжения;
	Максимально уменьшить часы использования ДЭС без вероятности перерыва электроснабжения;
	Определить способ монтажа СП на АЗС.

В таблице 8 представлена организационная структура проекта (роль каждого участника, их функции, трудозатраты).

Таблица 8 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
-------	---------------------------------------	----------------	---------	--------------------

1.	Лукутин Б.В., НИ ТПУ, доктор технических наук ОГ ИШЭ	Руководитель проекта	Консультирование, координация деятельности, определение задач, контроль выполнения.	600
2.	Мохаммед С.А. магистрант ОГ ИШЭ	Исполнитель по проекту	Анализ литературных источников, расчет, анализ эффективности, написание работы	1600
ИТОГО:				2200

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта (таблица 9).

Таблица 9 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	1726905,1 руб.
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	01.09.2021-31.05.2022
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	15.09.2021
3.2.2. Дата завершения проекта	31.05.2022

7.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом должен включать в себя следующие элементы:

- иерархическая структура работ проекта;
- контрольные события проекта;
- план проекта;
- бюджет научного исследования.

7.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта (рисунок 1).



Рисунок 1 – Иерархическая структура работ

7.3.2 План проект

В рамках планирования научного проекта построены календарный график проекта (таблица 10, 11).

Таблица 10– Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Утверждение темы	8	01.09.20	08.09.20	Мохаммед С.А.,

магистерской диссертации				Лукутин Б.В.
Согласование плана работ	15	9.09.20	24.09.20	Мохаммед С.А., Лукутин Б.В.
Литературный обзор	41	25.09.20	5.11.20	Мохаммед С.А.
	63	20.01.21	24.03.21	
	41	25.05.21	05.07.21	
	47	26.08.21	12.10.21	
Обработка полученных данных и обсуждение результатов	74	6.11.20	19.01.21	Мохаммед С.А., Лукутин Б.В.
	60	25.03.21	24.05.21	
	36	6.07.21	25.08.21	
	106	13.10.21	27.01.22	
Написание отчета	81	28.01.22	31.05.22	Мохаммед С.А.
Итого:	637			

Таблица 11 – Календарный план график проведения НИОКР по теме

Наименование этапа	Т, дней	2020				2021												2022					
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	
Утверждение темы магистерской диссертации	9			■																			
Согласование плана работ	14			■																			
Литературный обзор	129					■	■	■					■					■	■				
Обработка полученных данных и обсуждение результатов	323						▨	▨	▨	▨	▨	▨						▨	▨	▨	▨		
Написание отчета	162																						■



- Мохаммед С.А.



- Мохаммед С.А., Лукутин Б.В.

7.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты сгруппированы по статьям. В данном исследовании выделены следующие статьи:

1. Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты;
2. Специальное оборудование для научных работ;
3. Основная заработная плата;
4. Дополнительная заработная плата;
4. Отчисления на социальные нужды;
5. Научные и производственные командировки;
6. Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями;
7. Накладные расходы.

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов). В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме (таблица 12).

Таблица 12 – Расчет затрат по статье «Сырье и материалы»

Наименование	Количество, шт	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Диссертации	2	900	1800
Статьи	23	400	9200
Блокнот	1	60	60
Ручка шариковая	1	70	70
Печать	2	300	600
Энергия	723,4 кВт	4	2893,6
Всего за материалы			14623,6
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			731,18
Итого по статье			15354,78

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по теме НИР (таблица 13).

Таблица 13 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Компьютер	1	45000,0	45000,0
2	Программное обеспечение MicrosoftOffice	1	6000,0	6000,0
3	Программное обеспечение AutoCad	1	116008,2	116008,2
Итого, руб.:				167008,2

Расчет основной заработной платы.

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 14.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

где: $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Расчет заработной платы научно – производственного и прочего персонала проекта проводили с учетом работы 2-х человек – научного руководителя и исполнителя. Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	99	99
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	24	24
- отпуск	14	14
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	212	212

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \text{ где}$$

$Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

При расчете заработной платы научно-производственного и прочего персонала проекта учитывались месячные должностные оклады работников, которые рассчитывались по формуле:

$$Z_{м} = Z_{б} \cdot K_{р}, \text{ где}$$

$Z_{б}$ – базовый оклад, руб.;

$K_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Согласно информации сайта Томского политехнического университета, должностной оклад (ППС) профессора доктора технических наук 2021 году без учета РК составил 43813,9 руб. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{б}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	43813,90	1,00	0,02	1,30	58097,23	3069,29	212,00	650688,99
Магистрант	1906,00	-	-	1,30	2477,80	130,90	212,00	27751,36

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала. В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп}, \text{ где}$$

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 16 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	650689,0	27751,4
Дополнительная зарплата	65068,9	2775,1
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	715757,9	30526,5

Отчисления на социальные нужды. Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \text{ где}$$

$k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчисления на уплату во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%. Стипендиальные выплаты студентам, магистрам и аспирантам не облагаются налогом.

Отчисления на социальные нужды составляют:

$$C_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (650689,0 + 65068,9) = 214727,3673 \text{ руб - руководитель;}$$

$$C_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (27751,4 + 2775,1) = 9157,9 \text{ руб - магистрант;}$$

Научные и производственные командировки. В эту статью включаются расходы по командировкам научного и производственного персонала, связанного с непосредственным выполнением конкретного проекта, величина которых принимается в размере 10% от основной и дополнительной заработной платы всего персонала, занятого на выполнении данной темы.

Затраты на научные и производственные командировки составляют 71575,8 руб.

Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями.

Сторонней организацией был предоставлен доступ к программной среде «Autocad», что уже было учтено при расчете расходов на программное обеспечение.

На эту статью расходов также в данном проекте относится также использование Internet. Величина этих расходов определялась по договорным условиям и составляет 1725 руб.

Итого на оплату работ выходит 1725 руб.

Накладные расходы. Расчет накладных расходов провели по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot (650689,0 + 65068,9) = 572606,3 \text{ руб};$$

где $K_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов принят 0,8.

Таким образом, затраты проекта составляет 1254014,1 руб., которые приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты научно-исследовательской работы

Вид исследования	Затраты по статьям									
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Доп-ая заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями	Прочие прямые расходы	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
Данное исследование	15354,8	126000,0	650689,0	65068,9	223885,3	71575,8	1725,0	-	572606,3	1726905,1
Аналог	20000,0	120000,0	700000,0	70000,0	231000,0	77000,0	-	-	616000,0	1834000,0

7.4.1 Организационная структура проекта

Данный проект представлен в виде проектной организационной структуры. Проектная организационная структура проекта представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Проектная структура проекта

7.4.2 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта (таблица 19).

Таблица 19 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1.	Статус проекта	Исполнитель	Руководителю	Еженедельно (понедельник)
2.	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель	Руководителю	Ежемесячно (конец месяца)
3.	Документы и информация по проекту	Исполнитель	Руководителю	Не позже сроков графиков и к. точек
4.	О выполнении контрольной точки	Исполнитель	Руководителю	Не позже дня контрольного события по плану управления

7.4.3 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты.

Информация по возможным рискам сведена в таблицу 20.

Таблица 20 – Реестр рисков

№	Риск	Вероятность наступления	Влияние риска	Уровень риска	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Риск возгорания топлива	3	5	Средний	Ознакомление персонала и клиентов с основами ТБ, регулярное технологическое обслуживание	Неквалифицированный персонал
2	Недостаток солнечной инсоляции	3	5	Средний	Проведение тщательного анализа показателей ближайшей метеостанции	Не достоверные исходные данные при проектировании
3	Отсутствие интереса к результатам исследования	2	5	Низкий	Привлечение предприятий, публикация результатов	Отсутствие результатов исследования

7.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности

6.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности используются следующие основные показатели:

- чистая текущая стоимость (NPV);
- индекс доходности (PI);
- внутренняя ставка доходности (IRR);
- срок окупаемости (DPP).

Чистая текущая стоимость (NPV) – это показатель экономической эффективности инвестиционного проекта, который

рассчитывается путём дисконтирования (приведения к текущей стоимости, т.е. на момент инвестирования) ожидаемых денежных потоков (как доходов, так и расходов).

Расчёт NPV осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0$$

где: ЧДП_{опt} – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2 \dots n$)

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Расчёт NPV позволяет судить о целесообразности инвестирования денежных средств. Если **NPV>0**, то проект оказывается эффективным.

Расчет чистой текущей стоимости представлен в таблице 21. При расчете рентабельность проекта составляла **20%**, норма амортизации - 10 %.

$$\text{Выручка} = \text{Себестоимость} \cdot 1,2 = 1726905,1 \cdot 1,2 = 2158631,4 \text{ руб.}$$

Таблица 21 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, руб.	0,0	2158631,4	2158631,4	2158631,4	2158631,4
2	Итого приток, руб.	0,0	2158631,4	2158631,4	2158631,4	2158631,4
3	Инвестиционные издержки, руб.	-1726905,1	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Операционные затраты, руб. (35% от бюджета)	0,0	604416,8	604416,8	604416,8	604416,8
5	Налогооблагаемая прибыль(1-4)	0,0	1554214,6	1554214,6	1554214,6	1554214,6
6	Налоги 20%, руб. (5*20%)	0,0	310842,9	310842,9	310842,9	310842,9
8	Чистая прибыль, руб. (5-6)	0,0	1243371,7	1243371,7	1243371,7	1243371,7

Окончание таблицы 21

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
	Чистый денежный поток (ЧДП), руб.(чистая прибыль+амортизация)	-1726905,1	1416062,2	1416062,2	1416062,2	1416062,2
	Коэффициент дисконтирования при $i=20\%$ (КД)	1,000	<u>0,833</u>	<u>0,694</u>	<u>0,579</u>	<u>0,482</u>
11	Чистый дисконтированный денежный поток (ЧДД), руб.(9*10)	-1726905,1	1180051,8	983376,5	819480,4	682900,4
12	Σ ЧДД	3665809,1 руб				
12	Итого NPV, руб.	1938904,0				

Коэффициент дисконтирования рассчитан по формуле:

$$КД = \frac{1}{(1 + i)^t}$$

где: i – ставка дисконтирования, 20 %;

t – шаг расчета.

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 960983,8 рублей, что позволяет судить об его эффективности.

Индекс доходности (PI) – показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала. Данный показатель позволяет определить инвестиционную эффективность вложений в данный проект. Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0 > 1$$

где: ЧДД - чистый денежный поток, руб.;

I_0 – начальный инвестиционный капитал, руб.

Таким образом PI для данного проекта составляет:

$$PI = \frac{1726905,1}{3665809,1} = 2,12;$$

Так как $PI > 1$, то проект является эффективным.

Внутренняя ставка доходности (IRR). Значение ставки, при которой обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или IRR. Формальное определение «внутренней ставки доходности» заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой суммы дисконтированных притоков денежных средств равны сумме дисконтированных оттоков или =0. По разности между IRR и ставкой дисконтирования i можно судить о запасе экономической прочности инвестиционного проекта. Чем ближе IRR к ставке дисконтирования i , тем больше риск от инвестирования в данный проект.

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость представлена в таблице 22 и на рисунке 3.

Таблица 22 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV, руб.
1	Чистые денежные потоки, руб.	-1726905,1	1416062,2	1416062,2	1416062,2	1416062,2	
2	Коэффициент дисконтирования						
	0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	0,3	1	0,769	0,592	0,455	0,35	
	0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	0,6	1	0,625	0,39	0,244	0,153	
	0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,112	
	0,8	1	0,556	0,309	0,171	0,095	
	0,9	1	0,526	0,277	0,146	0,077	
	1	1	0,5	0,25	0,125	0,062	
3	Дисконтированный денежный поток, руб.						
	10	-1726905,1	1287200,5	1169667,4	1063462,7	967170,5	2760595,9
	20	-1726905,1	1179579,8	982747,1	818483,9	682542,0	1936447,8
	30	-1726905,1	1088951,8	838308,8	644308,3	495621,8	1340285,6
	40	-1726905,1	1011068,4	722191,7	515446,6	368176,2	889977,8
	50	-1726905,1	944513,5	628731,6	417738,3	280380,3	544458,6
	60	-1726905,1	885038,9	552264,2	345519,2	216657,5	272574,7

	70	-1726905,1	832644,6	474380,8	287460,6	158599,0	26179,9
	80	-1726905,1	787330,6	437563,2	242146,6	134525,9	-125338,8
	90	-1726905,1	744848,7	392249,2	206745,1	109036,8	-274025,3
	100	-1726905,1	708031,1	354015,5	177007,8	87795,9	-400054,8

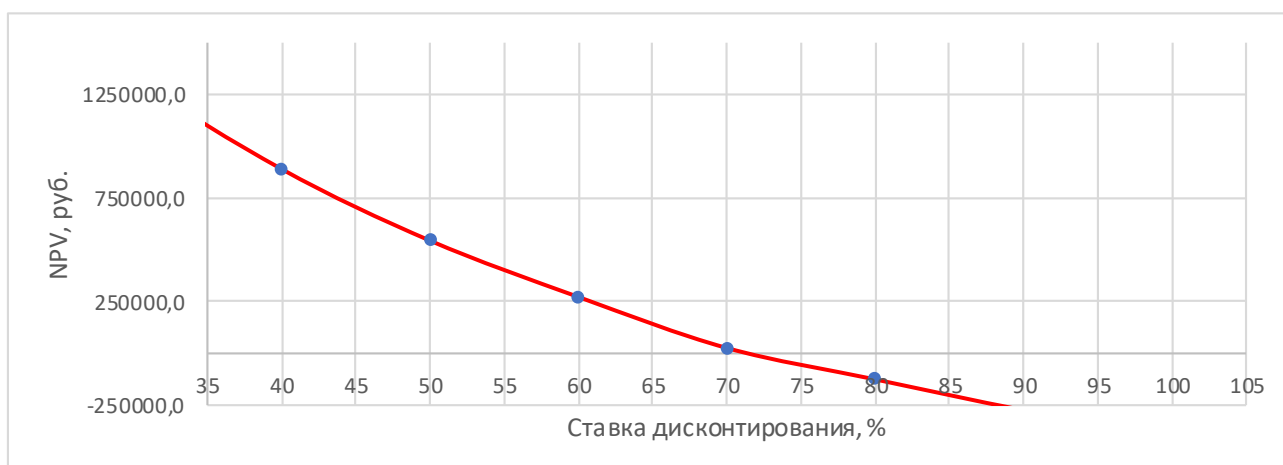


Рисунок 3 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 73%.

$IRR > i$, проект эффективен.

Запас экономической прочности проекта: $73\% - 20\% = 53\%$

Дисконтированный срок окупаемости. Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости. То есть это время, за которое денежные средства должны совершить оборот.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 23).

Таблица 23 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток ($i = 0,20$), руб.	-1726905,1	1179579,8	982747,1	818483,9	682542,0
2	То же нарастающим итогом, руб.	-1726905,1	-547325,3	435421,8	1253905,8	1936447,8
3	Дисконтированный срок окупаемости	$DRR_{диск} = 1 + (547325,3 / 982747,1) = 1,55$ года				

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населений или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты (таблица 24).

Таблица 24 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Использование дизельных генераторов	Использование солнечной энергии
Затрудненность доставки ЭЭ в удаленные места привычными способами, а также загруженность энергосистемы	Приведена альтернативная возможность энергоснабжения предприятий

7.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за

базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Пример для разработки:

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы (таблице 25).

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Удобство в эксплуатации	0,16	5	4	3
2. Надежность электроснабжения	0,17	5	5	5
3. Простота эксплуатации	0,15	4	5	4
4. Безопасность	0,13	4	5	4
5. Энергосбережение	0,2	5	3	4
6. Возможность автоматизации данных	0,19	4	4	5
Итого	1	27	26	25

$$I_m^p = 5 \cdot 0,16 + 5 \cdot 0,17 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,13 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,19 = 4,53;$$

$$I_1^A = 4 \cdot 0,16 + 5 \cdot 0,17 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,19 = 4,25;$$

$$I_2^A = 3 \cdot 0,16 + 5 \cdot 0,17 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,13 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,19 = 4,2.$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{финр}^p$ и аналога $I_{финр}^a$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{ф}^p}; \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_{ф}^a};$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a};$$

где: $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{финр}}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{финр}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Сравнительная эффективность разработки по сравнению с аналогами представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,210	0,190	0,170
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,530	4,250	4,200
3	Интегральный показатель эффективности	21,571	22,368	24,706
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,145	1,104	1,000

Выводы: Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять, что разработанный вариант проведения проекта является наиболее эффективным при решении поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения раздела финансового менеджмента определена чистая текущая стоимость, (NPV), равная 1938904,0 руб.; индекс доходности $PI=2,2$, внутренняя ставка доходности $IRR=73\%$, срок окупаемости $PP_{\text{дск}}=1,55$ года.

Таким образом мы имеем ресурсоэффективный проект с высоким запасом финансовой прочности и коротким сроком окупаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной работы является разработка мероприятий по электроснабжению поселка за счет ВИЭ. Для оптимизации работы СЭ, экономии топлива и технического ресурса оборудования, повышения надежности электроснабжения потребителей целесообразно вводить возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в системы электроснабжения.

В работе была разработана система ЭС объекта на основе солнечной электростанции. Актуальность и экономическая целесообразность разработки подтверждаются энергоэффективностью данной технологии и предложением решений существующей проблематики в энергохозяйстве страны. Эффективность использования гелиоэнергетических ресурсов для генерации электрической энергии на малых солнечных электростанциях открывает перспективу интеграции разработанного проекта в рамках стандартов цифровой подстанции.

В ходе выполнения данной работы был проведен подробный анализ различных типов солнечных панелей, которые представлены на рынке. В том числе оценивалась эффективность работы панелей (КПД) в заданном климатическом регионе. По результатам сравнения был сделан вывод, что оптимальным вариантом для реализации в данном проекте будет использование ФЭП поликристаллического типа. Данный вариант имеет наилучшее соотношение эффективности работы к стоимости и продолжительности работы.

Разработанная система электроснабжения с использованием ВИЭ является перспективной на рынке энергоэффективных технологий, обладающей большим потенциалом с учетом совершенствования технологий в электроэнергетике и электротехнике и перспективой для дальнейшего встраивания в инфраструктуру энергосистемы страны.

Технико-экономическое обоснование подтверждает, что данный проект имеет экономическую эффективность и позволяет в перспективе получить значительную экономию средств. Однако, помимо этого

использование для электроснабжения офисного здания возобновляемые источники энергии позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей в случае выхода из строя основного источника электроснабжения объекта. Солнечная электростанция в этом случае будет выполнять роль резервного источника электроснабжения.

Оптимизирован выбор фотоэлектрической части автономной фото-дизельной системы электроснабжения (ФДЭС) АЗС с совместной работой фотоэлектрической и дизельной частей по критерию максимума коэффициента использования установленной мощности.

Оптимальным вариантом установленной мощности фотоэлектрической части ФДЭС является использование 160 фотоэлектрических модулей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аль, Д. Р. А. М. (2015). Электротехнический комплекс для электроснабжения ответственных потребителей на базе фотоэлектрических преобразователей в условиях Ирака (Doctoral dissertation, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т им. МИ Платова).
2. Maan J. B. Solar Energy Applications in Iraq: A Review/ Maan J. B. International Journal of Scientific Engineering and Science, Volume 1, Issue 9, pp. 30-39, 2017.
3. . Harry H. Istepanian, Solar Energy in Iraq: From Outset to Offset, Iraq Energy Institute, 18 October 2018, 25 pp.
4. http://www.climatewarmingcentral.com/solar_page.html.
5. Istepanian, H. (2014, May). Iraq's Electricity Crisis. The Electricity Journal, 27(4), 51-69
6. Al-Khatteeb, L., & Istepanian, H. (2015). Turn A Light On: Electricity Sector Reform in Iraq. Washington, DC: The Brookings Institution.

7. Кувшинов В.В. Возможности использования энергетических установок на основе возобновляемых источников энергии / В.В. Кувшинов, Н.В. Морозова, И. Ю. Софийский–М.: Издательство (Спутник +),2017. – 290 с.
8. IRENA. (2016). Renewable Energy Market Analysis: The GCC Region. Abu Dhabi: IRENA.
9. Виссарионов В. И. Солнечная энергетика : учебное пособие для вузов / В. И. Виссарионов, Г. В. Дерюгина, В. А. Кузнецова, Н. К. Малинин / под ред. В. И. Виссарионова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 320 с.
10. Особенности проектирования систем электроснабжения для АЗС // Мега.ру Проектирование инженерных сетей URL: <https://m-e-g-a.ru/stati-po-teme/kak-razrabatyvaetsya-rabochij-proekt-azs-po-elektrike>
11. Программное обеспечение «Sun Calc» - Электронный доступ: <http://suncalc.net/#/51.508,-0.125,2/2021.06.26/01:14>
12. Istepanian, H. (2014, May). Iraq's Electricity Crisis. The Electricity Journal, 27(4), 51-69
13. Аль Азави Раад Сальман, Виссарионов В И Современное состояние электроэнергетики Ирака/ Труды однанадцатая международная научно- техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и электроэнергетика» Тез Док ТомЗ - М, Издательство МЭИ, 2005, стр 321
14. Аль Азави Раад Сальман, Виссарионов В И «Географическое положение и перспективы развития электроэнергетики Ирака» М, 2007 Г - 20 с - рус -деп в ВИНТИ 27 09 2007Г, № 914-В 200
15. Аль Азави Раад Сальман, Виссарионов В И «Ориентирование развития электроэнергетики Ирака на использование возобновляемых источников энергии » М, 2007 г - 23 с - рус -деп в ВИНТИ 27 09 2007Г,№913-В2007

16. Аль Азави Раад Сальман, Виссарионов В. И. «Практические перспективы использования энергии солнечного излучения и экономическая оценка гелиоэнергетики для автономного электроснабжения». Журнал «Энергоснабжение и водоподготовка» № 5, октябрь 2007 г.

17. Переведенцев Юрий Петрович, Аль-Маамури Самир Кассим, Аухадеев Тимур Ринатович, Антонова Альбина Владимировна Оценка климатических условий и биоклиматического потенциала Ирака в современный период по данным реанализа // Географический вестник. 2018. №2 (45). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-klimaticheskikh-usloviy-i-bioklimaticheskogo-potentsiala-iraka-v-sovremennyy-period-po-dannym-reanaliza> (дата обращения: 08.09.2021).

18. Программное обеспечение «Helios House» - Электронный доступ: <https://helios-house.ru/on-line-kalkulyator.html>

19. Мохаммед Камил Али Гази Солнечная энергетика в климатических условиях Ирака // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2014. №4 (179). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/solnechnaya-energetika-v-klimaticheskikh-usloviyah-iraka> (дата обращения: 08.09.2021).

20. Е. Н. Вальнюк, А. А. Жигалова Влияние использования альтернативной энергетики на формирование архитектуры автозаправочных станций // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2019. №12-2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-ispolzovaniya-alternativnoy-energetiki-na-formirovanie-arhitektury-avtozapravochnyh-stantsiy> (дата обращения: 08.09.2021).

21. С.В. Китаев, Г.В. Борисов, О.В. Смородова // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2020. №2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/2_2020/ogbus_2_2020_p122-138.pdf

22. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С. и др. Эффективность использования автономных комбинированных энергоустановок малой и средней мощности на возобновляемых источниках энергии // Газовая промышленность. 2016. № 5–6. С. 87–92.

23. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С. и др. Повышение эффективности и надежности энергообеспечения удаленных и автономных объектов нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 144–147.

24. Бессель В.В., Лопатин А.С., Мингалеева Р.Д., Топилин А.В. Использование автономных энергоустановок малой и средней мощности на возобновляемых источниках энергии для энергообеспечения объектов Восточной газовой программы ПАО «Газпром» // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 11. С. 44–47

25. ЕРБАЕВ Е.Т., АРТЮХОВ И.И., СТЕПАНОВ С.Ф., МОЛОТ С.В. Особенности построения автономной ветро-дизельной системы электроснабжения объектов с электроприемниками разного типа // СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ. – 2015

26. Особенности проектирования систем электроснабжения для АЗС // Мега.ру Проектирование инженерных сетей URL: <https://m-e-g-a.ru/stati-po-teme/kak-razrabatyvaetsya-rabochij-proekt-azs-po-elektrike>

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

28. Интеллектуальные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями : [Электронный ресурс] учебное пособие . Б. В. Лукутин. — 1 компьютерный файл (pdf; 4.0 МВ). — Томск: 2019. — Заглавие с титульного экрана. — Доступ из корпоративной сети ТПУ..Схема доступа: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2019/m001.pdf>.

29. Электронное учебное пособие «Возобновляемые источники энергии». Автор проф. Б.В. Лукутин. – Томск <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2010/01>

30. Каталог аккумуляторов – Электронный доступ: https://mt-energo.ru/akb/delta_gel_12-200.html

31. Лукутин Б. В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении : монография [Электронный ресурс] / Б. В. Лукутин, О. А. Суржикова, Е. Б. Шандарова. – Москва : Энергоатомиздат, 2008. – 231 с. Режим доступа: http://window.edu.ru/resource/047/76047/files/Lab_mshini.pdf (дата обращения: 15.05.2019 г.)

32. Лукутин Б. В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография [Электронный ресурс] / Б. В. Лукутин, О. А. Суржикова, Е. Б. Шандарова. - Москва: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с. – ISBN 978-5-283-03272-9. Режим доступа : http://window.edu.ru/resource/047/76047/files/Lab_mshini.pdf (дата обращения: 10.04.2019 г.)

33. Ушаков В. Я. Современная и перспективная энергетика. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 468 с.

34. Технолайн [Электронный ресурс]: Гибридный трехфазный солнечный инвертор SILA PRO 10000MH URL: <https://esolarpower.ru/solar/inverter/hybrid-inv/gibridnyy-solnechnyy-invertor-sila-pro10000mh/>; Режим доступа – своб

35. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-1. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил

36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

37. СП 52.13330.2011

38. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
39. [ГОСТ 12.1.029-80](#) ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
40. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
42. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
44. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
45. Требования к освещению СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
46. ГОСТ 12.1.004-91, СС5Т. Пожарная безопасность. Общие требования.
47. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с
48. ГОСТ 11.1.3.06 – 82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
49. Методические рекомендации "Организация тренировок по эвакуации персонала предприятий и учреждений при пожаре и иных чрезвычайных ситуациях" (утв. Главным государственным инспектором РФ по пожарному надзору 4 сентября 2007 г. N 1-4-60-10-19);

50. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
51. СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов.
52. СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003.
53. ГН 2.1.6.2309 – 01. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
54. СП 82.13330.2016 Благоустройство территорий, актуализированная редакция.
55. Федеральный закон от 22.01.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
56. ВППБ 01-02-95 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий
57. Эргономика: Учеб. пособие для вузов / Под ред. В.В. Адамчук. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999. – 254 с.
58. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
59. СанПиН 2.2.4.3359. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
60. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
61. СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*" [Электронный ресурс] / Переизж. Введ. 2017-05-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> Доступ: открытый. Дата обращения: 17.03.2022 г.;
62. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий» [Электронный ресурс] / Введ. 2014-07-01. – URL:

<https://docs.cntd.ru/document/1200105707> Доступ: открытый. Дата обращения: 17.03.2022 г.;

63. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [Электронный ресурс] / 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> Доступ: открытый. Дата обращения: 17.03.2022 г.

64. СП «Защита от шума» [Электронный ресурс] / Введ. 2011-05-20. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097> Доступ: открытый. Дата обращения: 17.03.2022 г.;

65. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

66. Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Руководство»

Приложение III

(справочное)

Photovoltaic power supply system for a gas station in Iraq

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM04	Мохаммед Сара Ахад		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Воробьева В.В.	к.ф.н		

Photovoltaic power supply system for a gas station in Iraq

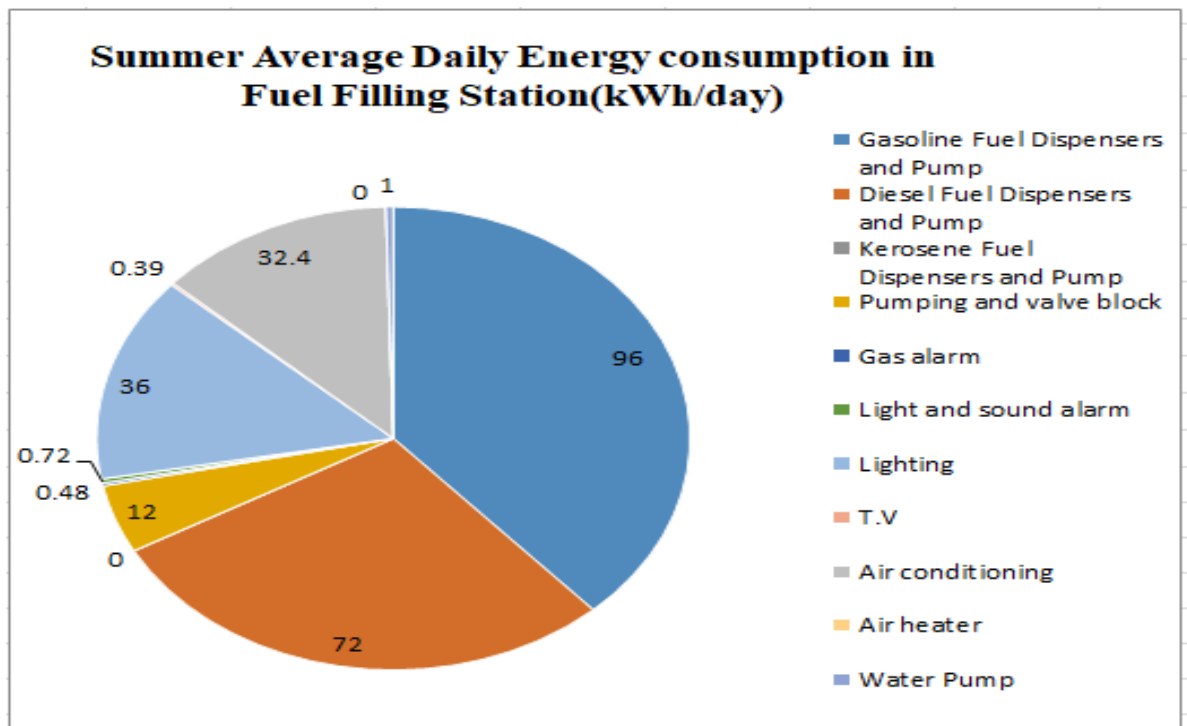
Introduction

The purpose of the work is to improve the autonomous power supply system of a gas station in Iraq by integrating a photovoltaic power plant.

For this purpose, the following specific objectives have been pursued:

1. To study the state of the electricity industry in Iraq;
2. to analyze the power consumption of the electrification facility;
3. to design and optimize photodiesel power supply system;
4. feasibility study of power supply options and final selection of generating equipment.

Analysis of such power consumption solution of electricity network at gas stations



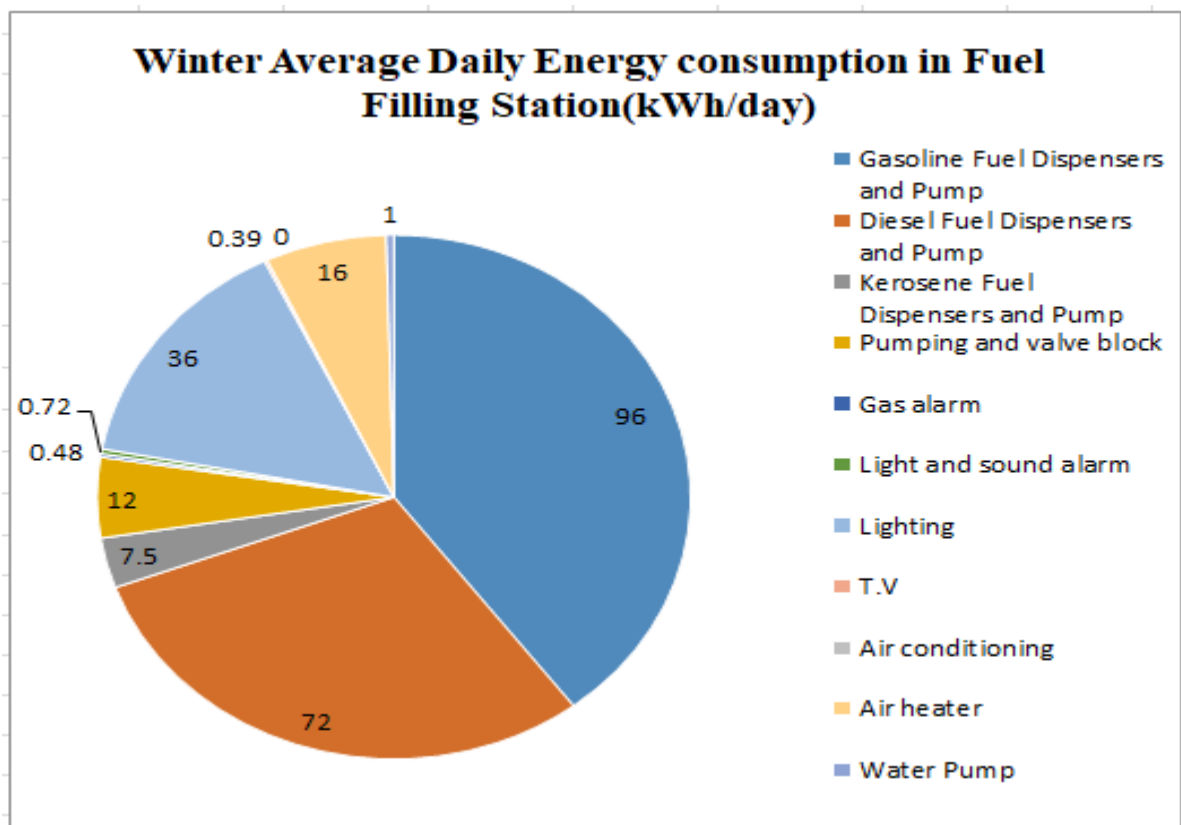


Figure 1. The structure of electricity consumption by technological processes at gas stations [1]

Total daily consumption for a winter day:

$$W_{\text{cyT}} = \sum W_i = 4,05 + 4,05 + \dots + 0,05 + 0,05 = 238,95 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Total daily consumption for a summer day:

$$W_{\text{cyT}} = \sum W_i = 4,05 + 4,05 + \dots + 0,05 + 4,05 = 221,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

According to tables 6 and 7, we will build a daily schedule.

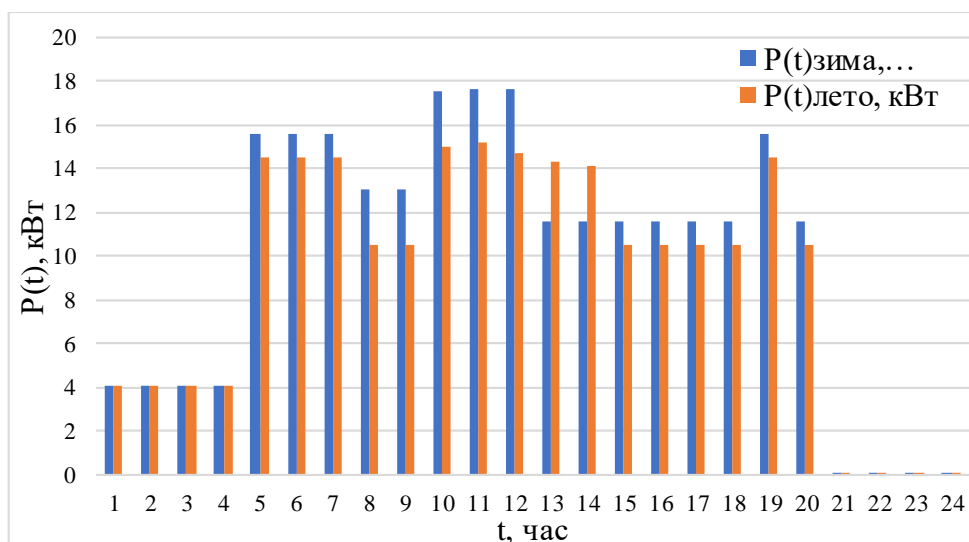


Figure 2. Daily schedule for the winter and summer periods

Annual electricity consumption:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{ср.год}} &= (W_{\text{ср.сут.зима}} \cdot 30 \cdot 6) + (W_{\text{ср.сут.лето}} \cdot 30 \cdot 6) \\
 &= (238,95 \cdot 30 \cdot 6) + (221,79 \cdot 30 \cdot 6) = 82\,845 \text{ кВт} \cdot \text{ч}
 \end{aligned}$$

Let's determine the average daily load for the winter and summer schedules:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ср.лето}} &= \frac{W_{\text{ср.лето}}}{24} = \frac{221,79}{24} = 9,24 \text{ кВт}; \\
 P_{\text{ср.зима}} &= \frac{W_{\text{ср.зима}}}{24} = \frac{238,95}{24} = 9,96 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

Table 1. Average daily load and consumer energy in a year

Seasons	P evening max, kW	P aver.day, Kw	W av.day, kWh
Winter	18	9,96	238,95
Summer	14,55	9,24	221,79

Figure 3. Structural diagram of a hybrid FDES

- Combined system with a permanently operating diesel power plant and parallel connection to the diesel power supply system of the photo-power plant through a grid inverter.
- Advantage - no expensive energy storage.
- Disadvantage - the limitation on the current generation of electricity by FPPs at a level of no more than 40% of the generation of DPPs.

4.2 Optimization of FDES

For the summer period, the evening maximum is equal to 14.55 kW based on tables 5.6. The average daily summer energy consumption is 9.24 kW.

Parallel operation of the photovoltaic and diesel parts of the hybrid power plant provides for the use of DPP as the main energy source. A photovoltaic power plant with a grid inverter allows

save diesel fuel by generating part of the total electricity. It is usually believed that the current power of the solar power plant relative to the diesel power plant, according to the stability condition of the grid inverter, should not exceed 40% of the total generation, that is, the current load.

The following serial components of the hybrid power plant were selected as the main equipment.

The installed capacity of a diesel power plant, in terms of reliability and the possibility of varying the installed capacity of solar power plants, of neighboring ones should be selected according to the evening maximum of the winter daily load schedule of 15.55 kW, that is, the closest diesel generator from the industrial range with a power margin of 20%. For example, a Geko 20014ED-S / DEDA type diesel generator worth 417,335 rubles is suitable.

HH-POLY280W is used to build powerful solar power plants, since it is more convenient to use large-value photovoltaic panels. This reduces the number of switching connections per kilowatt of power and increases system reliability. In addition, high-power polysilicon solar panels have a lower cost per watt than

small-value models. This is due to the complexity of the assembly of the product and the cost of materials. Grid inverter (converter) is technologically the most important part of the solar energy system. All the energy produced by solar panels is immediately transferred to the grid to power the load. The grid inverter only works in conjunction with the AC grid without the use of batteries. In addition, inverters are responsible for synchronizing the voltage with the network and monitoring network parameters. The classification of grid inverters depends on the rated power, number of phases, built-in MPPT charge controller and DC voltage range. electricity of the photovoltaic part of the FDES, the inverter is selected for half the peak power consumption of the filling station.

We chose a network sealed three-phase inverter Sofar 20000TL 3-phase (2 MPPT) at a price of 212,720 rubles. Modeling of energy balances in an autonomous power supply system is carried out in the helioshouse computer program [3]. This software allows you to determine the average daily production of electrical and thermal energy from the sun and wind at the selected location of the power plant for each month of the year. As initial data, we select the coordinates of the place of the proposed installation of the station, for example, Iraq, Babil governorate, the city of Khan El-Mahawil.

To determine the daily course of electricity generation, we use the SunCalc program, which shows the movement of the sun and the phases of sunlight during a given day at a given location. For the calculation, a characteristic day is set - the 15th day of each month, and the duration of daylight hours is monitored [2].



Figure 4. Gas station 50 km from the city of Khan El Mahawil in the SunCalc program

The duration of the winter daylight hours (January 15) in the area of Khan El Mahawil is about 9.46 hours from 11:05 to 21:19 hours. Then, in accordance with the schedule in Figure.30, the daily energy consumption will be 138.79 kWh , night - 106.7 kWh, or as a percentage, respectively, 56.54% and 43.46%.

To select the installed capacity of the photovoltaic part, it is necessary to analyze the energy balance of the FDES on a typical summer day. The maximum insolation, therefore, the maximum possible power of the FES electricity during daylight hours falls on 12 hours local time. The power consumption of the load at this time is $P=18.28$ kW.

Therefore, according to the conditions for the stability of the operation of the PVS network inverter, the distribution of this power between the PVS and the DPP will be:

$$P_{\text{фэс}} = 18,28 \cdot 0,4 = 7,312 \text{ kW};$$

$$P_{\text{дэс}} = 18,28 \cdot 0,6 = 10,968 \text{ kW}.$$

Optimization of an autonomous hybrid power plant with separate operation of diesel and photovoltaic components according to the criterion of the cost of electricity

Research is carried out for an autonomous power supply system with separate operation of the photovoltaic and diesel parts of the FDSES [4]. The block diagram of the FDSES is shown in Figure 1.

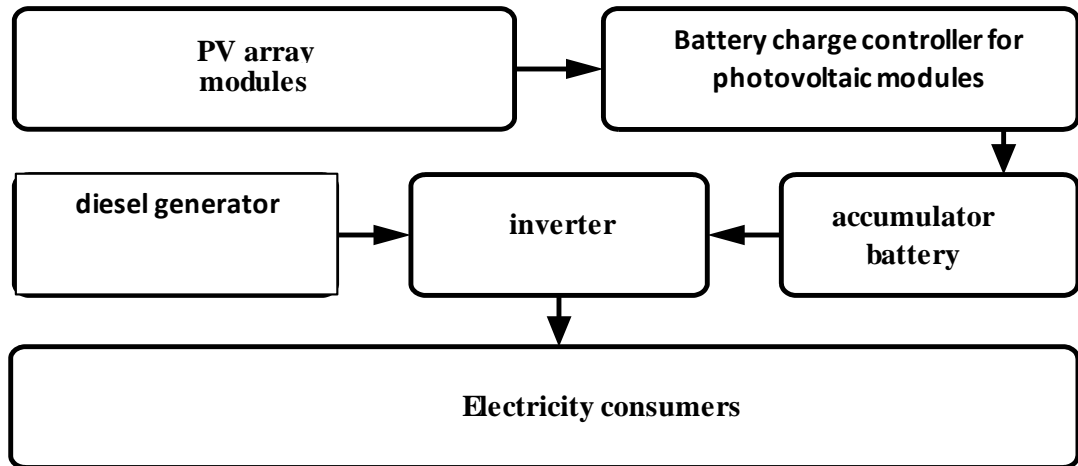


Figure 4. Structural diagram of FDSES with separate operation of photovoltaic and diesel parts

Modeling of energy balances in an autonomous power supply system is carried out in the computer program helioshouse.ru/on-line-kalkulyator.html. This software allows you to determine the average daily production of electrical and thermal energy from the sun and wind at the selected location of the power plant for each month of the year. As initial data, we choose the coordinates of the site of the proposed installation of the station, the village of Khan-El-Mahavil, Babylon region, Iraq (Fig. 5).



Fig.5. Selection of an electrification object - a village in the city of Khan El Mahawil

The average monthly generation of electrical energy by months of the year for a typical day by a photovoltaic module HH-POLY-280W, with an area of 1.9 m², optimally oriented in space: zenith angle - 33⁰, azimuth - 180⁰ is shown in Table 1.

Table 1.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1.23	1.54	1.63	1.52	1.68	1.86	1.76	1.83	1.72	1.41	1.17	1.13
Среднегодовая выработка электроэнергии: 1.54 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 562.29 кВт·ч.											

The graphic dependence of the average monthly power generation is shown in Figure 3. It should be noted that the power generation is determined taking into account the actual cloudiness conditions.

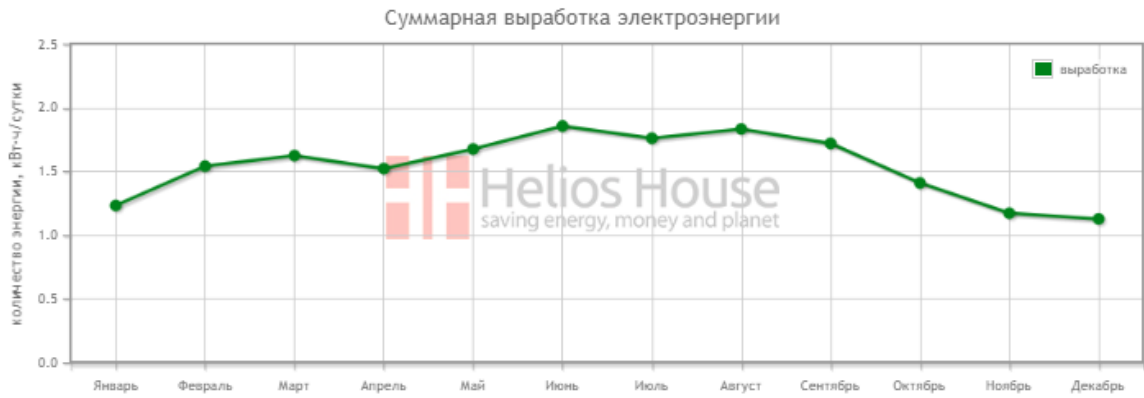


Fig.6 Total electricity generation, kWh/day [3]

FDSES optimization.

For the value of the evening maximum of 18 kW, we have an average daily load of 9.96 kW. The average daily energy, respectively, is 239 kWh. To cover such a load in winter, at least 220 photovoltaic modules of the specified type are required. Graphs of the average daily monthly potential generation of electricity by 220 photovoltaic modules of the specified type and the average daily electricity consumption of the village are shown in Fig.7. The same figure graphically shows the summer electricity consumption.



Fig.7. Graphic dependences of the average daily monthly production of solar power plants and winter and summer average daily power consumption.

For the summer period, the evening maximum is 14.55 kW, the average daily load is 9.24 kW. The average daily summer energy consumption will be 222

kWh. The numerical values of the average daily output of a photoelectric power plant by months are shown in Table 2.

According to the graphic dependencies, the possibility of supplying the village with electricity only from a photo-power plant is visible. At the same time, provided that the loads are covered in winter, in summer the potential output of a photoelectric power plant exceeds the needs of the village by more than 2 times, which is not economically feasible.

Table 2

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
277.36	346.99	365.72	342.75	377.39	417.96	396.38	412.83	387.23	317.31	263.79	253.67
Среднегодовая выработка электроэнергии: 346.62 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 126514.74 кВт·ч.											

It is necessary to calculate the cost of supplied electricity in the case of using only photovoltaic panels:

The cost of electricity includes the cost of photovoltaic modules, solar inverter and batteries.

Technical and economic parameters of the selected module:

Price - 11790 rubles.

Service life - 25 years

Maximum power, max. Watt - 288-300

Optimum operating voltage, max. Volt - 36.5

Optimal operating current, Ampere - 7.67

Open circuit voltage, max. Volt - 44.51

No-load current, Ampere - 5.71

Maximum system voltage, Volt - 1000

Then the cost of purchasing 225 modules will be: 2652750 rubles.

solar inverter

The installation considers hybrid solar three-phase inverters of the SILA PRO type for 10 kW. The cost of two inverters for 10 kW is 653,440 rubles. [6]

Rechargeable batteries:

The assessment of the cost of storage batteries (AB) can be carried out from the following considerations: winter daily electricity consumption is rounded equal to 200 kWh (with the generation of 275 kWh of solar power plants in January), and during daylight hours there is a total generation of electricity from the solar power plant, daily electricity consumption and battery charging. Night power consumption is carried out from rechargeable batteries. Thus, the capacity of the batteries should ensure their discharge-charge mode in the amount of night power consumption of the village, taking into account the recommended discharge depth.

To build the daily energy balance of an autonomous power supply system based on the FES, it is convenient to use the daily schedule of electrical loads given on the electronic resource

<https://online-electric.ru/dbase/graph24.php> and in graphical form in Fig. 6, and by the program <http://www.SunCalc>.

The duration of the winter daylight hours (January 15) in the area of Khan El Mahawil is about 9.46 hours from 11:05 to 21:19. Then, in accordance with the daily schedule of electrical loads (Figure 5), daily energy consumption will be 138.79 kWh, night - 106.7 kWh, or as a percentage, respectively, 56.54% and 43.46%.

Therefore, the exchange energy of the battery pack is 106.7 kWh. Taking into account the dependence of the battery life on the depth of their discharge, we assume that 106.7 kWh corresponds to 40% of the battery capacity. Then, the required battery capacity is 266.75 kWh. Assuming the operating voltage in the DC circuit of the FES is 48 V, we get the battery capacity in ampere-hours of 6000 Ah.

We choose gel batteries Delta GEL 12 – 200 [4] with a capacity of 200 Ah, costing 37,877 rubles. The number of batteries will be rounded up to 32 pieces ($N_P=8$ pieces, $N_S=4$ pieces) which will require an amount of 1,136,310 rubles.

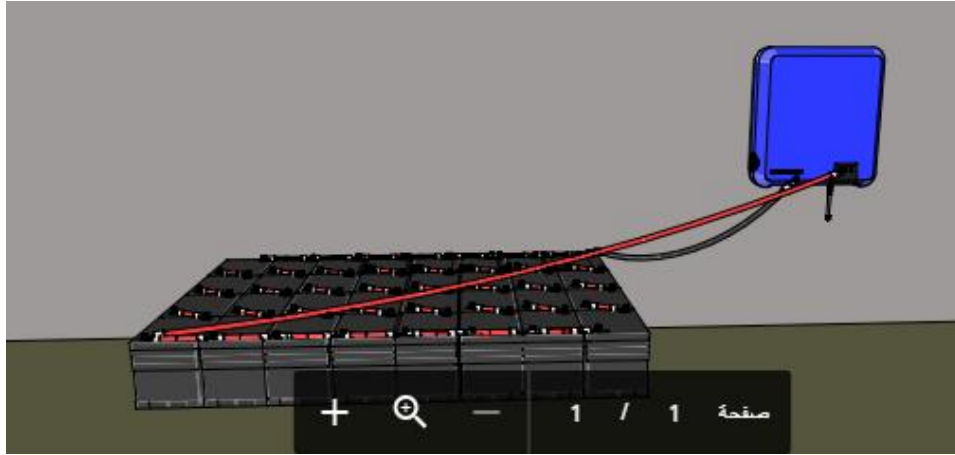


Figure 6 - Battery parameters.

Thus, the total cost of the main equipment of the FES will amount to 4,442,800 rubles.

The cost of 1 kWh of electricity, taking into account only the cost of equipment:

$$C_{эл} = \frac{(P_H \cdot K)}{W}, \text{ rub/kWh}$$

where W is the total amount of electrical energy;

$P_H=1/T$ is the normative profitability ratio, where T is the economic service life of the equipment (years);

K - equipment costs.

Taking into account the potential annual electricity generation of the FES of 126514.74 kWh (Table 3), we calculate the cost of electricity under the assumptions made and subject to the consumption of all generated energy - 3.5 rubles / kWh with an estimated equipment service life of 10 years.

The actual annual consumption of the village is 14 times less - about 82845 kWh, which determines the cost of 5.5 rubles / kWh (Table 3).

Optimization of FDSES with separate operation of diesel and photovoltaic frequency.

Electricity in the option of electrification of the village considered above is produced only by FES. Let us set the task of reducing the cost of electricity by optimizing the installed capacity and cost of PPPs, taking into account the corresponding redistribution of electricity generation at a diesel power plant.

As an optimization method, it is advisable to use the method of directed enumeration of options for the number of photovoltaic modules, taking into account the corresponding change in the number of batteries.

It should be noted that the installed capacity of the diesel power plant, in terms of reliability and the possibility of wide variation in the installed capacity of the solar power plant, should be selected according to the maximum winter daily load schedule - 18 kW, that is, the closest diesel generator from the industrial range with a power margin of 20%. For example, a Geko 20014ED-S/DEDA type diesel generator worth 417,335 rubles [5] is suitable.

1) Power generation is provided by 200 photovoltaic modules and a diesel generator. The data are presented in table 3.

Table 3

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
246.54	308.43	325.08	304.66	335.46	371.52	352.34	366.96	344.21	282.06	234.48	225.49
Среднегодовая выработка электроэнергии: 308.10 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 112457.55 кВт·ч.											

With a decrease in the number of photovoltaic modules to 200 pieces, there is a shortage of PV power in the winter period (November and December) in the amount of 13.46 kWh per day in December, 4.47 kWh per day in November. Due to the lack of EE it is necessary to turn on the diesel power plant for the time necessary to compensate for the energy balance of the solar power plant.

To compensate, the DPP is switched on for 1 hour a day in December. As a result, the diesel power plant will operate for 31 hours during these three months and, at a consumption of 4 l/h (at 75% load), will consume 124 liters of fuel. With an average price of 50 rubles / l, the cost of the required fuel will be 6200 rubles.

2) Electricity is generated by 180 photovoltaic modules and a diesel generator. The data are presented in table 4.

Table 4

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
221.89	277.59	292.58	274.20	301.91	334.37	317.11	330.27	309.79	253.85	211.03	202.94
Среднегодовая выработка электроэнергии: 277.29 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 101211.79 кВт·ч.											

With a decrease in the number of photovoltaic modules to 180 pieces, there is a shortage of electricity from the solar power plant in the winter period (November, December and January) in the amount of 36.01 kWh per day in December, 27.92 kWh per day in November and 17.06 kW · h per day for January .. Due to the lack of EE, it is necessary to turn on the diesel power plant for the time necessary to compensate for the energy balance of the solar power plant.

To compensate, the DPP is turned on for 2 hours a day in December, for 2 hours a day in November, for 1 hour a day in January. As a result, the diesel power plant will operate for 155 hours for these three months and, at a consumption of 4 l / h (at 75% load), will consume 620 liters of fuel. With an average price of 50 rubles / l, the cost of the required fuel will be 31,000 rubles.

2) Electricity is generated by 160 photovoltaic modules and a diesel generator. The data are presented in table 5.

▼ Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
197.23	246.75	260.07	243.73	268.37	297.21	281.87	293.57	275.37	225.65	187.58	180.39
Среднегодовая выработка электроэнергии: 246.48 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 89966.04 кВт·ч.											

With a decrease in the number of photovoltaic modules to 160 pieces, there is a shortage of PV power in the winter period (October, November, December, and January) in the amount of 58.56 kWh per day in December, 51.37 kWh per day in November, and 41.72 kWh per day for January. Due to the lack of EE, it is necessary to turn on the diesel power plant for the time necessary to compensate for the energy balance of the solar power plant.

To compensate, the DPP is switched on for 4 hours a day in December, for 3 hours a day in November, for 3 hours a day in January. As a result, the diesel power plant will operate for 307 engine hours during these three months and, at a consumption of 4 l / h (at 75% load), will consume 1228 liters of fuel. With an average price of 50 rubles / liter, the cost of the required fuel will be 61,400 rubles.

3) Electricity is generated by 150 photovoltaic modules and a diesel generator. The data are presented in table 6.

Table 6

Среднемесячная выработка электроэнергии, кВт·ч/сутки (нажмите для просмотра)											
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
184.91	231.32	243.81	228.50	251.59	278.64	264.26	275.22	258.16	211.54	175.86	169.12
Среднегодовая выработка электроэнергии: 231.08 кВт·ч/сутки. Суммарная выработка электроэнергии за год: 84343.16 кВт·ч.											

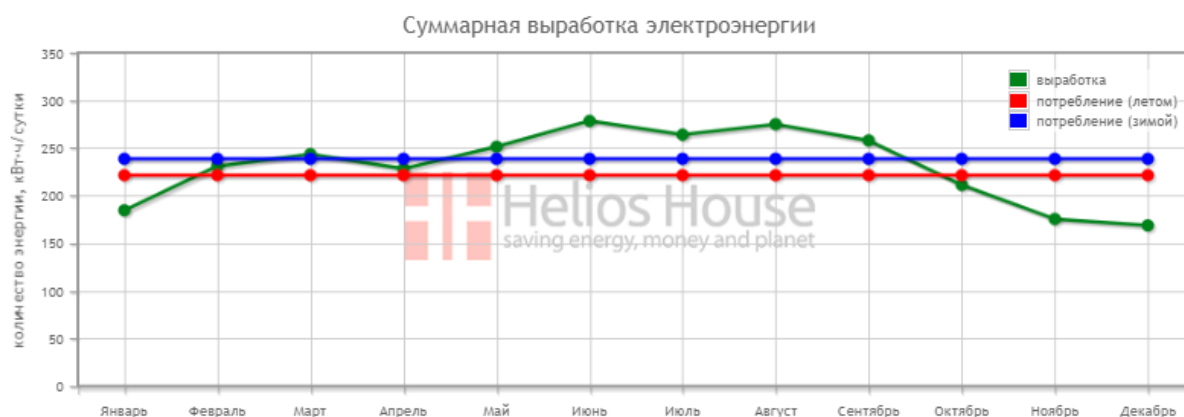


Fig. 7. Graphical dependences of the average daily monthly output of a solar power plant with 150 photomodules and winter and summer average daily power consumption

With a decrease in the number of photovoltaic modules to 150 pieces, there is a shortage of electricity from the FES in the winter period (October, November, December, January, February and April) in the amount of 27.41 kWh per day in October, 63.09 kWh per day in November, 69.83 kWh per day for December, 54.04 kWh per day for January, 7.63 kWh per day for February, and 10.45 kWh

per day for April. Due to shortage EE needs to turn on the diesel power plant for the time necessary to compensate for the energy balance of the solar power plant.

To compensate, the DPP is turned on for 2 hours a day in October, for 4 hours a day in November, for 5 hours a day in December, for 4 hours a day in January, 1 hour a day in February, and 1 hour a day in April. As a result, the diesel power plant will operate for 520 hours during these three months and, at a consumption of 4 l/h (at 75% load), will consume 2080 liters of fuel. With an average price of 50 rubles / liter, the cost of the required fuel will be 104,000 rubles.

Evaluation of economic indicators of FDES.

The calculation of the cost of electricity, taking into account the cost of equipment and consumed fuel, is made according to the formula:

$$C_{эл} = \frac{(P_H \cdot K)}{W}, \text{ rub/kWh}$$

where S_t is the cost of fuel.

The cost of FDES with 200 photovoltaic modules is 4565085 rubles, the cost of fuel is 6200 rubles, with the fuel price of 50 rubles/l. Then the cost of electricity for this option is 5.58 rubles / kWh.

The cost of FDES with 180 photovoltaic modules is 4,329,285 rubles. The cost of fuel is 31,000 rubles. The cost of electricity for the option under consideration is 5.59 rubles/kWh.

The cost of FDES with 160 photovoltaic modules is 4,093,485 rubles. The cost of fuel is 61,400 rubles. The cost of electricity for the option under consideration is 5.68 rubles/kWh.

The cost of FDES with 150 photovoltaic modules is 3,975,585 rubles. The cost of fuel is 104,000 rubles. The cost of electricity for the option under consideration is 6 rubles / kWh.

The cost of the FDES with 140 photovoltaic modules and with the number of batteries reduced to 15 units is 3,289,530 rubles. The cost of fuel is 134,000

rubles. The cost of electricity for the option under consideration is 5.58 rubles/kWh.

For the annual generation of 82845 kWh of electricity only by a diesel power plant with a fuel consumption of 4 liters per hour, it is necessary to operate a diesel power plant in the nominal mode for 5523 hours with a fuel consumption of 22092 liters. For the accepted fuel cost of 50 rubles per liter, it is necessary to spend about 1,104,600 rubles per year.

When calculating the cost of electricity, a profitability ratio was adopted that corresponds to a 10-year service life of the equipment. Then, based on considerations of the reliability of power supply and the warranty period of operation of the selected DPP is 36 months, it is necessary to have 3 diesel generators with a total cost of 1,252,005 rubles as part of the DPP.

The cost of electricity from a diesel power plant, under the specified conditions, is 17 rubles / kWh.

Conclusion

The prospects of using photovoltaics to reduce the load on the energy-deficient energy system of Iraq and the cost of electricity for specific consumers are shown. In the course of the work, the design of the FDES was carried out for the power supply to Petrol station of the selected settlement Al-Mahaweel District, Babylon, Iraq).

Finally, the prime cost of EE is given when using only diesel generators in the amount of one piece.

The main results of the study:

1. The cost of electricity FDES for all the considered options is lower than for diesel power plants.

2. The optimal option for the installed capacity of the photovoltaic part of the FDES is the use of 160 photovoltaic modules.

Future technology development should be based on sustainable system performance, the development of basic technical equipment and the development of recommendations for the construction of photo-electric power plants to provide electrical energy to the social consumers of Iraq.

REFERENCES

1. S.V. Kitaev, G.V. Borisov, part of O.V. Smorodova. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations, *Journal of Marine Science and Engineering*, 8 December 2020.
2. Adesanya, A.A.; and Pearce, J.M. Economic viability of captive off-grid solar photovoltaic and diesel hybrid energy systems for the Nigerian private sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019.
3. NASA Surface Meteorology and Solar Energy. Available at: www.instesre.com/Solar/grid.cgi.htm (accessed 16 November 2021).
4. Jamshidi, M.; and Askarzadeh, A. Techno-economic analysis and size optimization of an off-grid hybrid photovoltaic, fuel cell and diesel generator system. *Sustainable Cities and Society*, 2019.
5. Iraqi Ministry of Electricity. (2006). Electronic services. Retrieved October 4, 2019, from <https://moelc.gov.iq/>.
6. Dmitrienko, V.N., Lukutin, B.V., Popov, M.M. Megawatt PV-diesel power stations in the Arctic , *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021.