

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

На правах рукописи



МАХСУМОВ ИЛХОМ БУРХОНОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНОВ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОЗАЩИТЫ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ**

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Кирпичникова Ирина Михайловна

Челябинск - 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	12
1.1. Современное состояние энергетики Республики Таджикистан.....	12
1.2. Проблемы электроснабжения удаленных и труднодоступных районов Республики Таджикистан.....	17
1.3. Исследование энергетического потенциала возобновляемых источников энергии.....	20
1.4. Потенциал солнечной энергетики Республики Таджикистан, перспективы развития.....	31
1.5. Особенности и проблемы использования солнечной энергии для энергоснабжения удалённых и труднодоступных объектов республики.....	42
Выводы по первой главе.....	45
ГЛАВА 2. СОЗДАНИЕ КАРТЫ СОЛНЕЧНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН.....	46
2.1. Анализ методик создания карт солнечного потенциала.....	46
2.2. Разработка карты солнечного потенциала Республики Таджикистан на основе данных NASA.....	48
2.3. Методология построения карты.....	52
Выводы по второй главе.....	59
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	60
3.1. Исследование снижения эффективности работы солнечных модулей при перегреве их поверхности.....	60
3.1.1. Деградация солнечных модулей.....	61
3.1.2. Влияние различных факторов на работу солнечных модулей.....	61
3.2. Влияние повышенных температур на энергетические характеристики солнечных модулей.....	66

3.3. Методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей с использованием термозащиты.....	72
3.4. Лабораторные экспериментальные исследования энергетических характеристик солнечных модулей.....	75
Выводы по третьей главе.....	84
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕРМОЗАЩИТЫ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ ОТ ПЕРЕГРЕВА.....	85
4.1. Анализ методов и технологий снижения перегрева поверхности солнечных модулей.....	85
4.2. Использование голографической пленки в качестве термозащиты поверхности солнечных модулей.....	90
4.2.1. Экспериментальные исследования голографической термозащиты в условиях повышенной температуры Республики Таджикистан.....	91
4.2.2. Спектральный анализ структуры голографической пленки.....	99
4.3. Разработка термозащиты модулей на основе солнечных концентраторов – призмаконов.....	100
4.3.1. Расчет степени концентрации призмаконов в структуре термозащитной пленки.....	102
4.3.2. Моделирование процесса генерирования электроэнергии солнечными модулями при использовании разработанной термозащиты.....	111
4.4. Экономическая оценка работы солнечных модулей при использовании разработанной термозащиты.....	117
Выводы по четвертой главе.....	119
ГЛАВА 5. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ PVSYST.....	120
5.1. Анализ существующих программ для моделирования автономной фотоэлектрической системы.....	120
5.2. Принцип работы программного пакета PVsyst при моделировании автономной фотоэлектрической системы.....	124
5.3. Автономная фотоэлектрическая система.....	127

5.4. Результаты моделирования и анализа эффективности автономной фотоэлектрической системы.....	140
Выводы по пятой главе.....	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ.....	146
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	148
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	150
ПРИЛОЖЕНИЕ А.	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.	179
ПРИЛОЖЕНИЕ В.	185
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.	188
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.	194
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.	198
ПРИЛОЖЕНИЕ Ё.	205

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Обеспечение надежного электроснабжения отдаленных и труднодоступных районов любой страны является серьезной технической задачей. Для Республики Таджикистан это более чем актуально, поскольку на ее территории проживает значительная часть населения, которой недоступно централизованное электроснабжение и резервные источники энергии. Вместе с тем, данные территории обладают огромным запасом природных возобновляемых энергетических ресурсов и использование только энергетического потенциала солнечной энергетики является более экономичным и реалистичным по сравнению с другими видами энергии. Солнечная энергетика в современном мире приобретает все большую популярность и становится ключевым видом по сравнению с другими видами зеленой энергетики для получения электрической и тепловой энергии. Рассматриваемые в работе районы республики отличаются высокой температурой окружающей среды в летний период, которая является серьезной проблемой для эффективного использования солнечной радиации при получении электрической энергии. Повышенная температура уменьшает выработку электрической энергии солнечными модулями, приводит к их преждевременной деградации и выходу из строя. Применительно к условиям Таджикистана актуальность работы заключается в оценке потенциала солнечной энергии с целью создания энергокомплекса на базе ВИЭ, обеспечивающего надежность и бесперебойность электроснабжения отдаленных объектов и качественную и эффективную работу солнечных электростанций в условиях жаркого климата республики с использованием устройств термозащиты модулей от перегрева.

Степень научной разработанности вопроса. Значительный вклад в развитие методов защиты солнечных модулей от перегрева для повышения их энергетической эффективности внесли такие зарубежные ученые как M. Victoria Collados, Sanjeev Jakhar, Ying Du, J. Siecker, Linus Idoko, Cătălin George Popovici, Manuel Lämmle, Adam M. Palumbo, Henrik Zsiborács, Zeyad A. Haidar, Zainul Abdin

Jaffery, B.J. Huang, Diego Vittorini, Claudio Del Pero, Swapnil Dubey, и др. Плодотворно трудились в этой области ученые из России и стран бывшего Советского Союза: Д.С. Стребков, П.П. Безруких, В.И. Виссарионов, М.Г. Тягунов, В.В. Елистратов, И.М. Кирпичникова, В.М. Андреев, В.В. Русакова А.С. Литвиненко, Л.А. Назаренко, Б.Т. Шахзода, Зайнутдинов Р.А., В.Н. Гульков, И.Д. Колесниченко, К.Е. Коротков, А.Я. Джумаев, и др.

Однако несмотря на множество исследований по данным вопросам, в них не уделено серьёзного внимания повышению эффективности работы и защите солнечных модулей от перегрева в странах с жарким климатом. Предложенные в работах методы являются эффективными, но, как правило, конструктивно сложными и дорогими. В связи с этим, данная диссертационная работа посвящена исследованию, и анализу методов снижения перегрева поверхности солнечных модулей и разработке на этой основе недорогой и надежной технологии термозащиты для повышения генерации электроэнергии.

Целью данной работы является разработка энергокомплекса на базе солнечной энергии для труднодоступных районов Республики Таджикистан с использованием технологии защиты солнечных модулей от перегрева и повышения их эффективности при выработке электроэнергии в условиях высоких температур окружающей среды.

Основные задачи, решаемые в работе:

1. Анализ современного состояния энергетики Республики Таджикистан.
2. Определение энергетического потенциала и разработка карты солнечной энергетики Республики Таджикистан.
3. Анализа влияния высоких температур на энергетические характеристики и эффективность работы солнечных модулей.
4. Экспериментальные исследования энергетических характеристик солнечных модулей с использованием призматических концентраторов солнечной энергии.
5. Разработка математической модели термозащиты солнечных модулей.
6. Обоснование и выбор основного электрооборудования солнечной

электростанции для труднодоступных районов Республики Таджикистан с учётом разработанного термозащитного концентратора солнечной энергии.

Объектом исследования диссертационной работы являются энергетические характеристики солнечного модуля с использованием термозащитной голографической пленки на основе призмаконов – концентраторов солнечной энергии.

Предметом исследования является влияние термозащитной голографической пленки на температуру нагрева солнечных модулей и их энергетическую эффективность.

Методы и средства исследования. Для решения поставленных задач в работе использовано математическое моделирование процесса генерации электроэнергии солнечными модулями. Разработанная термозащита апробирована в процессе экспериментальных исследований работы солнечных модулей. Задачи диссертационной работы решались с применением компьютерного моделирования в программном пакете MATLAB/Simulink, PVsyst, экспериментальные исследования проводились с использованием лабораторного оборудования и в реальных условиях местности в Таджикистане.

Достоверность результатов научных положений, результатов и выводов обосновываются корректностью постановки задач, применением математического аппарата, методик экспериментов и подтверждением адекватности математического моделирования, выполненного в программных пакетах MATLAB/Simulink результатам лабораторных и натурных исследований.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Результаты расчета валового, технического и экономического потенциала солнечной энергии Республики Таджикистан.
2. Карта солнечного потенциала территории Республики Таджикистан.
3. Методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей при повышенных температурах их эксплуатации.
4. Результаты лабораторных и натурных испытаний солнечных модулей с использованием голографической термозащитной пленки.

5. Структура термозащитной пленки на основе призматических концентраторов солнечной энергии.

6. Результаты моделирования и выбора основного энергетического оборудования солнечной электростанции для удаленных районов Республики Таджикистан.

Научная новизна.

1. Впервые получены карты солнечного потенциала Республики Таджикистан.

2. Разработана методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей при их эксплуатации в жарком климате.

3. Впервые предложено использование недорогой и надежной термозащиты на основе призматических концентраторов для повышения эффективности работы солнечных модулей.

4. С использованием программного пакета PVsyst впервые смоделирована эффективная автономная фотоэлектрическая система для одного из труднодоступных районов Таджикистана, с внедрением эффективной термозащиты солнечных модулей.

Практическая значимость.

1. Данные расчета валового, технического и экономического потенциала солнечной энергии Республики Таджикистан могут быть использованы энергетическими организациями для определения целесообразности строительства солнечных энергоустановок в различных районах Республики Таджикистан.

2. Карта солнечного потенциала Республики Таджикистан позволяет оценить перспективы выработки электроэнергии в конкретном районе республики.

3. Разработанная методика определения энергетических характеристик солнечных модулей может быть использована проектными и эксплуатирующими организациями при выборе солнечных модулей и определении эффективности их работы в условиях повышенных температур.

4. Использование термозащиты на основе призматических концентраторов солнечной энергии на солнечных электростанциях позволит снизить процент

деградации солнечных модулей из-за их перегрева и повысить энергетическую эффективность электростанций.

Реализация результатов работы.

1. Разработанная методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей при их эксплуатации в условиях повышенных температур воздуха и другие исследования внедрены в учебный процесс на кафедре «Электрические станции» Института энергетики Таджикистана и на кафедре «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» Южно-Уральского государственного университета (национального исследовательского университета).

2. Разработанная термозащита в виде призмаконов на основе голографической пленки, обеспечивающая концентрацию солнечных лучей видимой части электромагнитного спектра для повышения генерации электрической энергии, и другие результаты исследования, используются в ОАО «Системаавтоматика», г. Душанбе (организация занимается строительством солнечных станций на территории Республики Таджикистан).

3. Научные данные по разработанной схеме генерации автономной солнечной электростанции с выбором необходимого электрооборудования в программном пакете PVsyst, используются в ОАО «Душанбинские городские электрические сети» для создания солнечной электростанции с целью обеспечения электроэнергией собственных нужд предприятия и экономии электроэнергии в условиях осенне-зимнего периода.

Апробация результатов исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих международных научно-технических конференциях: Международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов, ученых «Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере», г. Челябинск, май 2017; Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н.И. (1945–2015) «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», г. Екатеринбург, 11-15 декабря 2017 г; X

научная конференция аспирантов и докторантов ЮУрГУ, «Секция технических наук» г. Челябинск, 06-07 февраля 2018 г; 70-я научная конференция профессорско-преподавательского состава ЮУрГУ, «Секция технических наук», г. Челябинск, 25 апреля 2018 г; «IEEE Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI), г. Магнитогорск, 4-5 октября 2019 г; «International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), г. Уфа, 22-25 октября 2019 г; «International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering (EECE - 2019), г. Санкт-Петербург, 19-20 ноября 2019 г; 72-я научная конференция профессорско-преподавательского состава ЮУрГУ, «Секция технических наук» г. Челябинск, 10 апреля 2020 г; International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), г. Сочи, 18-22 мая 2020 г., Научная конференция «Энергоэффективность. Ценология. Экология и Энергобезопасность», Астрахань, 16-19 сентябрь 2020 г., International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), г. Челябинск, 22-24 сентября 2020 г., «IEEE Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI), г. Магнитогорск, 25-26 сентября 2020 г; а также на заседаниях и научно-технических семинарах кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ФГАОУ ВО «ЮУрГУ» (НИУ) в 2016-2020 гг.

Соответствие научной специальности. Исследование, проводимое в рамках диссертационной работы, полностью соответствуют формуле п. 1, 2, 4, области исследований, приведенной в паспорте специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы».

Публикации по теме диссертационной работы. По результатам выполненных исследований по теме диссертации опубликовано **18** печатных работ, в том числе **5** в изданиях, рекомендованных **ВАК РФ**, **7** в сборниках докладов и трудах российских и международных конференций **РИНЦ**, **5** статей в материалах конференций **IEEE**, входящих в международные системы цитирования **SCOPUS**, **1** патент РФ на полезную модель.

Личный вклад автора заключается в:

- постановке цели, конкретных задач и методов исследования по повышению эффективности выработки электроэнергии солнечными модулями и их защиты от перегрева в условиях повышенных температур Республики Таджикистан;
- разработке методики оценки потенциала солнечной энергии Таджикистана;
- разработке устройств термозащиты солнечных модулей и экономической оценке его эффективности на СЭС;
- моделировании и анализе эффективности автономной системы электроснабжения с применением компьютерной программы PVsyst для труднодоступных районов республики.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, перечня сокращений и условных обозначений, списка литературы из 197 наименований (отечественных и зарубежных авторов) и 7 приложений. Общий объем диссертации составляет 209 страниц, в том числе 171 страница основного текста, включающего в себя 70 рисунков, 29 таблиц и 38 страниц приложений.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Современное состояние энергетики Республики Таджикистан

Республика Таджикистан расположена в Центральной Азии и в прошлом веке входила в состав СССР. После распада Советского Союза Республика серьезно столкнулась с экономическими, социальными и энергетическими проблемами.

На сегодняшний день Республика Таджикистан является независимым и развивающимся государством во всех направлениях и, в том числе, в области энергетики. Республика состоит из трёх областей: Хатлонская, Согдийская и Горно-Бадахшанская автономная область, а также районов республиканского подчинения с населением более 9-ти миллионов человек с территориями 142 тыс. квадратных километров. Большую часть территории (93%) занимают горы, в горной и сельской местности проживают около 73% населения [1-4].

В первой половине XX века электроэнергетическая система (ЕЭС) Республики Таджикистан входила в структуру единой электроэнергетической системы СССР. В 1930-х годах началось интенсивное изучение энергетических ресурсов Республики Таджикистан. Впоследствии была построена ГЭС Варзоб-1 на реке Варзоб, а эксплуатация её первого блока началась в 1936 году [5,6]. Изначально Республика Таджикистан ориентировалась на развитие аграрной экономики, и с учетом этого в 1949-1950 годах была создана первая энергетическая программа, опирающаяся на гидроэнергетические ресурсы Республики.

Запасов других видов энергии, таких как нефть и газ, в Республике практический не имеется, кроме запаса угля, который является труднодоступным для добычи. Интенсивное развитие энергетики Республики проходило с 1950 по 1980 годы. На сегодняшний день, по оценкам внутренних экспертов, Республика Таджикистан имеет огромный запас гидроэнергоресурсов в объеме 527 млрд. кВт. час/год, из которых технически доступно 317,82 млрд. кВт. час/год. Таким образом, на данный момент реализуется только 5% из этого ресурса и РТ занимает 8 место в мире по потенциалу гидроэнергетики [5,6].

Основные и крупнейшие гидроэлектростанции Республики расположены на реке Вахш каскадным образом. Общая установленная мощность энергосистемы Республики на данный момент составляет 5757 МВт, из которых 5039 МВт (87,6%) приходится на гидроэлектростанции и 718 МВт (12,4%), на тепловые электрические станции. На рисунке 1.1 представлена динамика развития энергетики и рост суммарной мощности действующих электростанций Республики Таджикистан с первой половины XX века до сегодняшнего времени.

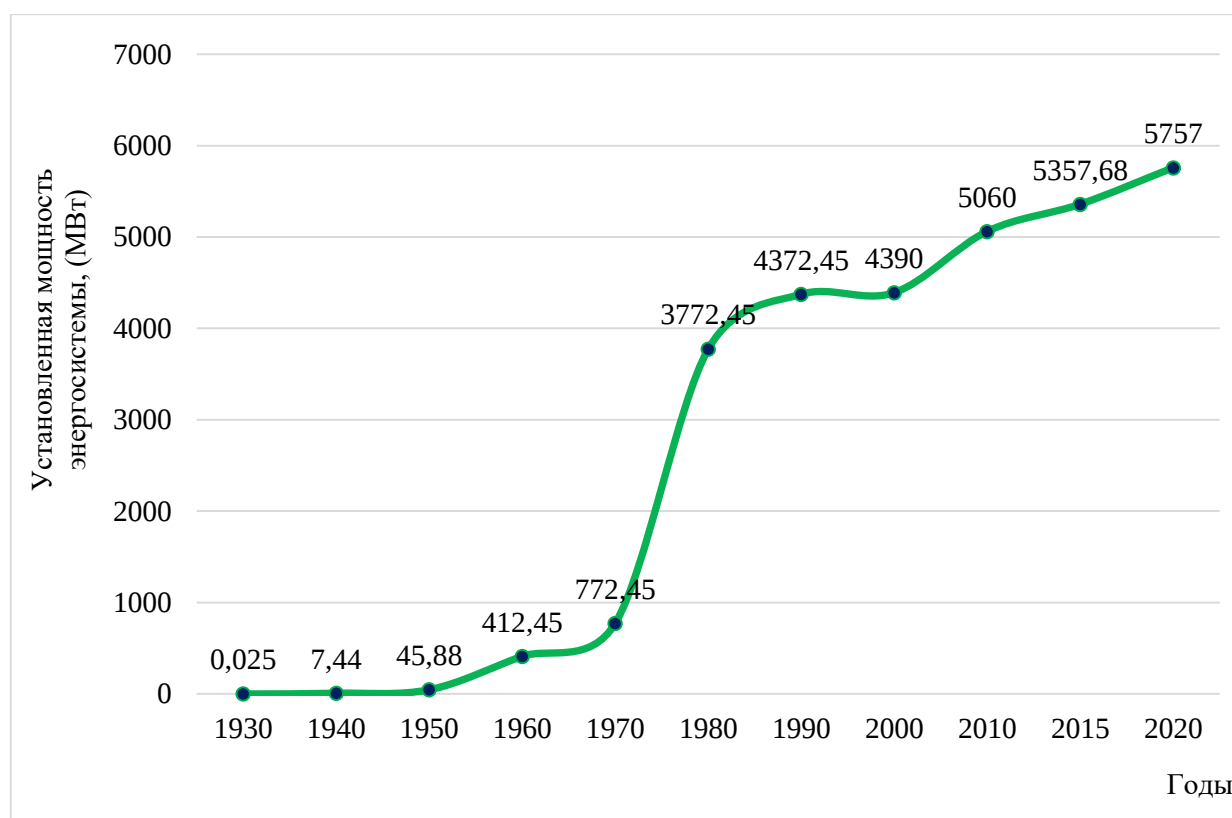


Рисунок 1.1 – Развитие энергетики и рост суммарной мощности Республики Таджикистан

В настоящее время крупнейшая гидроэлектростанция, Нурекская ГЭС (3000 МВт), с выработкой 11,2 млрд. кВт. часов в год функционирует на реке Вахш, находящейся в южной части страны, на который приходится основная доля гидроэнергетического потенциала республики. На реке Вахш на данный момент также функционирует Байпазинская ГЭС (600 МВт), Сангтудинская ГЭС-1 (670 МВт) и Сангтудинская ГЭС-2 (220 МВт).

Там же построен и успешно работает Каскад Вахшских ГЭС - три гидроэлектростанции: Головная ГЭС мощностью 240 МВт., Перепадная ГЭС мощностью 29,95 МВт и Центральная ГЭС мощностью 15 МВт., с общей мощностью 284,95 МВт. Река Варзоб протекает в центральной части республики, на ней построен Каскад Варзобских ГЭС с общей мощности 25,36 МВт (Варзобская ГЭС-1 мощностью 7,44 МВт, Варзобская ГЭС-2 мощностью 14,4 МВт и Варзобская ГЭС-2 мощностью 3,52 МВт.). На реке Сырдарья на севере Таджикистана построена Кайраккумская ГЭС мощностью 126 МВт и на восточной части республики на реке Гунт эксплуатируются Хорогская ГЭС и Памирская ГЭС-1 с суммарной мощностью 37 МВт.

Основным источником электроэнергии в Республике Таджикистан является Каскад ГЭС, построенный на реке Вахш, установленная мощность которых составляет 5039 МВт и 87,6% от общей мощности электроэнергетической [188] системы, с учетом запуска первого агрегата Рогунской ГЭС в ноябре 2018 года, мощность которой составила 264 МВт. Рогунская ГЭС на данный момент является строящимся объектом с шестью агрегатами по 600 МВт каждый. Начато строительство в 1976 году, запуск всех агрегатов запланирован на 2029 год, после чего Рогунская ГЭС может стать крупнейшей в Таджикистане и одной из крупнейших в Средней Азии, с мощностью 3600 МВт и с годовой выработкой электроэнергии в 13,8 миллион кВт·ч [5-12].

Следовательно, в Республике Таджикистан производство электроэнергии наблюдается исключительно от гидроэлектростанций [5-12].

На рис. 1.2 представлены действующие гидроэлектростанции Республики Таджикистан и на рис. П.А.1 показана система каскада ГЭС на реке Вахш.

Для поддержания мощности энергосистемы и теплоснабжения города Душанбе, в зимний период времени, в далёком СССР были построены три теплоэлектростанция: Яванская ТЭЦ, Душанбинская ТЭЦ-1 и Душанбинская ТЭЦ-2. Яванская ТЭЦ имеет 2 агрегата по 60 МВт с общей установленный мощностью 120 МВт, была построена 1968 году и работала на газе и мазуте, в настоящий момент выведена из эксплуатации.

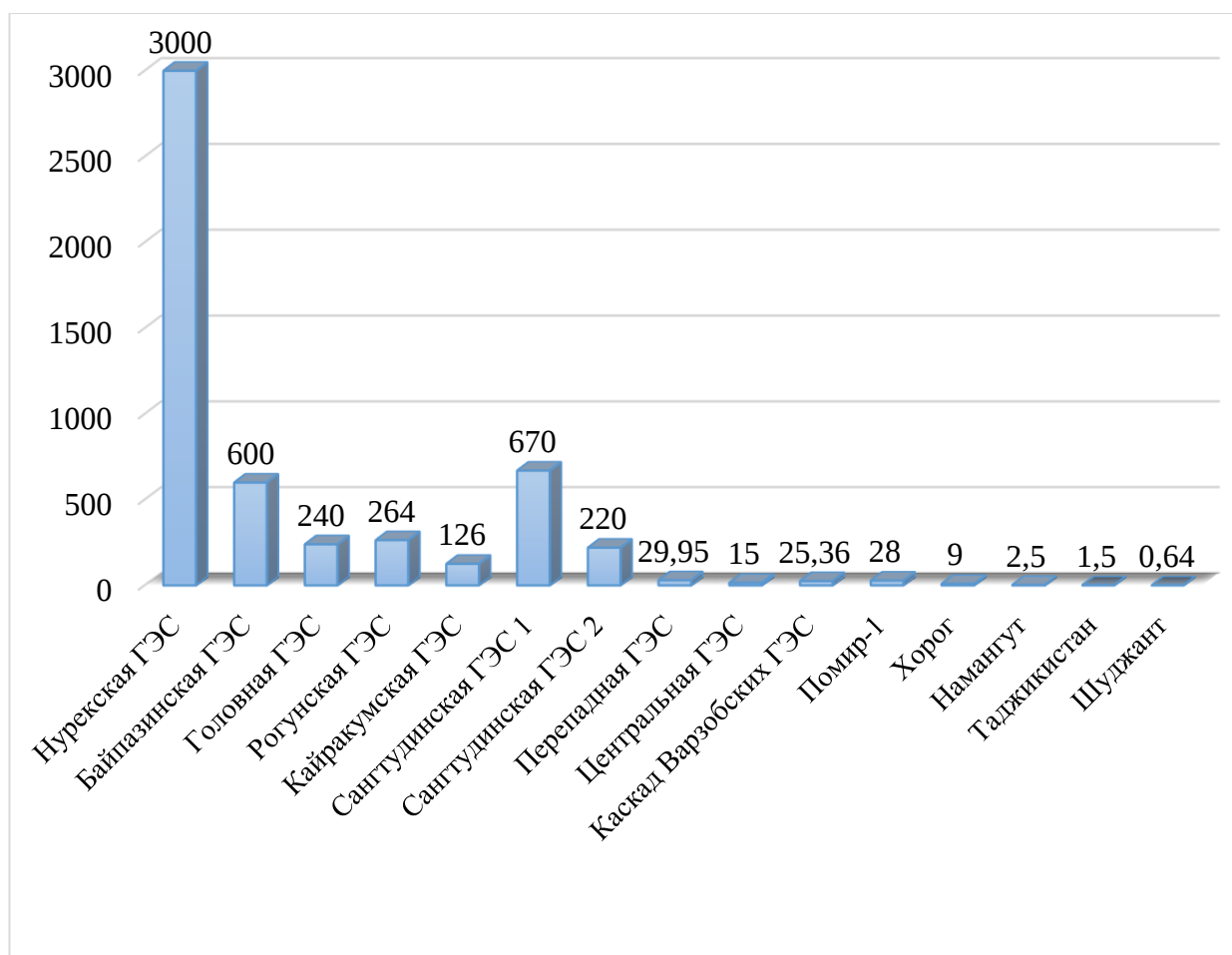


Рисунок 1.2 – Функционирующие гидроэлектростанции РТ

Душанбинская ТЭЦ-1 построена и сдана в эксплуатацию в 1957 году с установленной мощностью 198 МВт и сейчас работает в ограниченном режиме из-за нехватки горючего топлива в зимний период времени. Душанбинская ТЭЦ-2 является одной из крупнейшей электростанции на угле, которая была построена в 2014 году с мощностью 100 МВт.

После очередной фазы проекта в 2017 году производительная мощность увеличилось до 400 МВт. Данный проект был реализован по соглашению правительства Республики и «Эксимбанк» Китая, которым были выделены льготные кредиты в 332 миллиона долларов. Душанбинская ТЭЦ-2 практически обеспечивает население города Душанбе электричеством и горячей водой [5,6,13].

На рисунке 1.3 показан объем производства электроэнергии по электростанциям Республики Таджикистан.

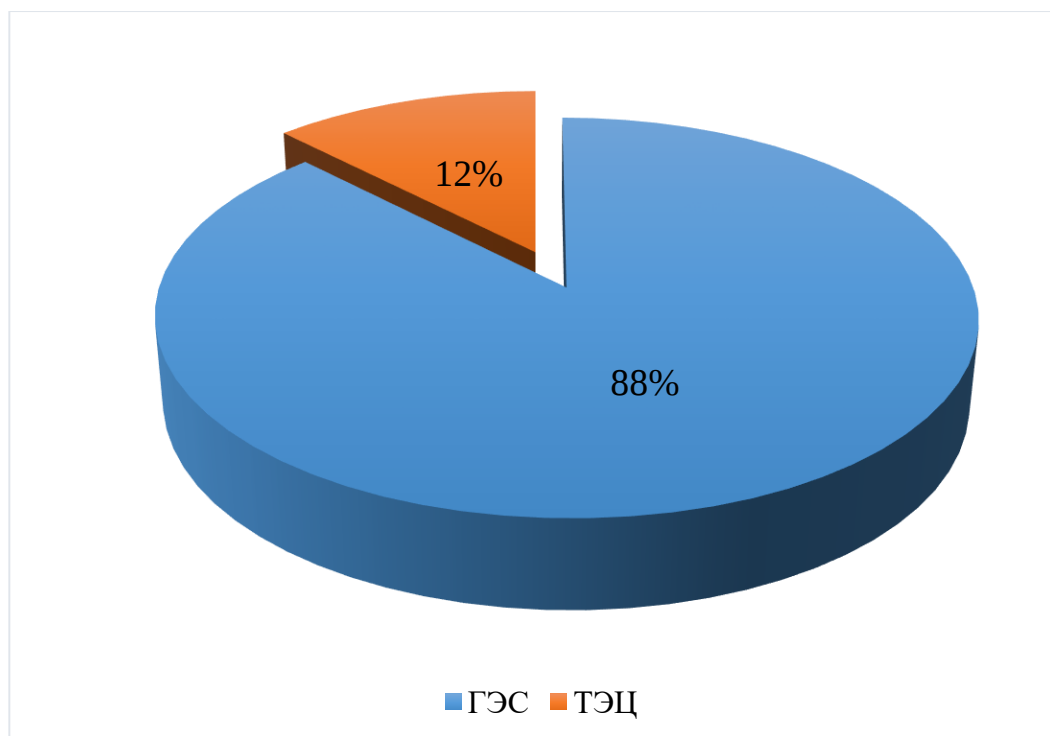


Рисунок 1.3 – Объем производства электроэнергии по видам электростанций Республики Таджикистана

Управлением электроэнергетической системы Республики Таджикистан занимается Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Точик», которая является государственной национальной энергетической компанией республики и в своем балансе имеет 14 генерирующих предприятий и 17 предприятий для передачи и распределения электроэнергии по территории республики, состоящих из 59 районных и городских электрических сетей [5,6,188].

На долю (ОАХК) «Барки Точик» приходится более 97% производства электроэнергии и 98% установленной мощности электрических станции страны. [6,12,14,17-20,188]. В южной части республики производится основной объем электроэнергии за счет гидроэлектростанций, построенных на реке Вахш, крупнейшие потребители расположены в центральной и северной частях республики [6,15,16,21]. Динамика производства электроэнергии по данным ОАХК «Барки Точик» за период 1994-2019 годах РТ, представлена на рисунке 1.4 и видно, что за последние пять лет производства электроэнергии увеличилось в среднем до 18,56 млрд. кВт·ч. в год.

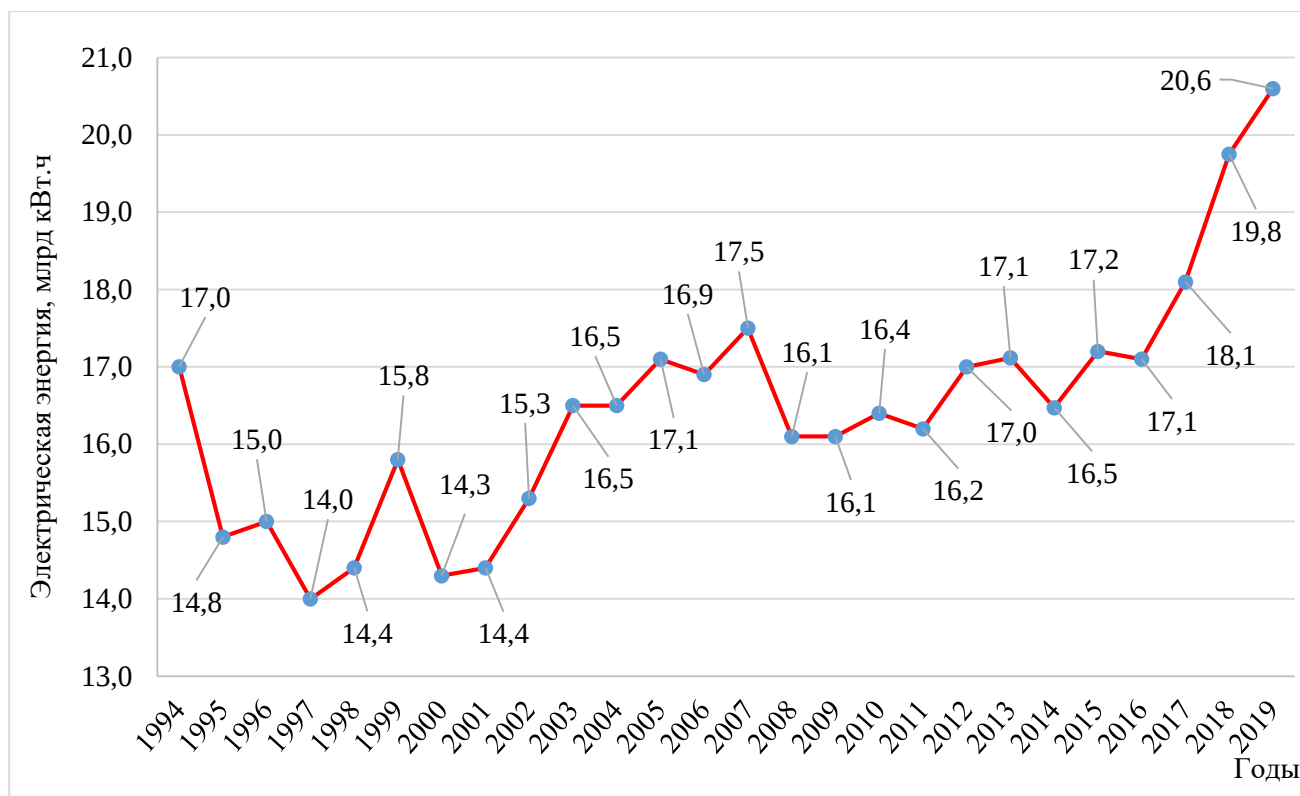


Рисунок 1.4 – Динамика производства электроэнергии по данным ОАХК «Барки Точик» за период 1994-2019 годах в РТ

1.2. Проблемы электроснабжения удаленных и труднодоступных районов Республики Таджикистан

Несмотря на огромный запас гидроэнергетических ресурсов и строящиеся гидроэлектростанции различного объема, до сегодняшнего дня в Таджикистане остается проблема энергодефицита. В отдаленных труднодоступных районах, как правило, доступ к централизованным энергосистемам полностью ограничен.

По данным (ОАХК) «Барки Точик» [5] по всей территории Республики Таджикистан 55470 домов до сегодняшнего дня живут без электричества из-за расположения в труднодоступных и горных местностях, где строительство ЛЭП для надежного электроснабжения практически невозможно. Количество людей, проживающих в регионах Таджикистана, не имеют доступа к электричеству: Хатлонская область 443 село с населением 24091 человек, Согдийская область 153

село с населением 24032 человек и Районы Республиканского Подчинения РРП 114 село с населением 24091 человек.

В Горно-Бадахшанской автономной области проблема энергодефицита также стоит остро, в основном в Мургобском и Ванчском районе. Мургобский район ГБАО с 20 населёнными пунктами расположен на высоте 3500-4500 метра над уровнем моря, с плотностью населения 3,4 человека на 1 квадратный километр. В районе функционирует одна малая ГЭС с фактической мощностью 400 кВт·ч и с годовой выработкой 3,456 млн. кВт·часов в год, в то время как потребность населения в электроэнергии составляет 31,8 млн кВт·часов в год, то есть дефицит электроэнергии составляет 28,2 млн. кВт·часов (89%). В целом в Мургобском районе существуют следующие проблемы электроснабжения [22-29]:

- Построенная мини-ГЭС на реке Ак-су не может функционировать из-за сильных морозов, при которых зимой температура снижается до -50 градусов и на 80 % замерзает река.

- Мургобский район состоит из 20-и населенных пунктов, расположенных в 50–150 км друг от друга, которые не подключены к центральным энергосистемам района и ГБАО.

- Строительство линии электропередач 10-6/0,4 кВ из-за высоких цен на строительные материалы, является экономически нецелесообразным для района и области.

- Доступным источником электроэнергии не может быть только гидроэнергетика по экономическим соображениям и по неблагоприятным погодным условиям в зимний период.

По этим причинам решением энергоснабжения в Мургобском районе является развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и, в частности, солнечной и ветровой энергии, которые для данного района имеют большой потенциал.

Ванчский район ГБАО является горным и труднодоступным районом, в котором функционирует 5 микро-ГЭС мощностью 100-1200 кВт·ч, они обеспечивают 40 % потребности населения, при этом около 50 населенных пунктов

и отдалённых объектов не имеют доступа к централизованному электроснабжению. Решением электроснабжения в районе является строительство малых ГЭС на расположенных в данной местности около 22 малых рек общей протяжённостью 300 км. Наиболее подходящими для этого являются реки Ванчоб, Панчшанбеабад, Бунай, Пшихарв и др.

Для обеспечения электроэнергией труднодоступных районов в правительстве Республики от 30.12.2015 гг, № 795 был принят закон и разработана программа освоения возобновляемых источников энергии и строительства малых гидроэлектростанций на период 2016-2020 гг.

В Таджикистане имеется большое число мелких потребителей энергии, таких, как села, сельские районы, фермы и другие мелкие крестьянские семьи, которые расположены вдали от источников энергии и распределительных центров.

Строительство линий электропередачи или трубопроводов газа для таких отдалённых потребителей является экономически неэффективным. Важной задачей, стоящей перед Таджикистаном, является увеличение производства электроэнергии из возобновляемых источников, т.к., страна располагает их богатым энергетическим потенциалом [27-28].

Возобновляемые источники энергии являются особенно привлекательным вариантом для улучшения энергоснабжения в труднодоступных районах. Солнечная энергия и биомасса доступны почти везде и обслуживают распределенные системы.

Системы на основе возобновляемых источников энергии не требуют сложной инфраструктуры; целые села могут получать электроэнергию от микросетей. В любом случае, улучшенные печи, биогазовые установки и фотоэлектрические панели полезны для обеспечения базового уровня энергии в труднодоступных районах [30].

В 2010 году в Таджикистане был принят закон о широкомасштабном использовании возобновляемых источников энергии.

Соглашения о международном сотрудничестве в области использования возобновляемых источников энергии являются основными направлениями

принятого закона Таджикистана и, в частности, участие Республики в международных проектах и конференциях, подготовка и переподготовка персонала в области альтернативной энергетики [29,31].

Следовательно, для решения проблемы энергоснабжения труднодоступных районов Таджикистана необходимо предпринять следующие шаги:

1. Строить малые-ГЭС, используя богатый гидроэнергетический потенциал страны;
2. Активно использовать возобновляемые источники энергии. Для этого необходимо построить солнечные электростанции в отдаленных районах с высоким потенциалом поступления солнечной энергии и ветровые электростанции в районах с высоким потенциалом энергии ветра;
3. В области использования ВИЭ необходимо готовить квалифицированные кадры и обмениваться научными достижениями с международными организациями в данной сфере.

1.3. Исследование энергетического потенциала возобновляемых источников энергии

Роль зеленой энергетики и ее производство в современном мире день за днем становятся ключевыми тенденциями для сохранения чистой экологии. Республика Таджикистан, расположенная в Центральной Азии, благодаря своему географическому расположению, имеет значительный энергетический потенциал возобновляемых источников энергии. Однако внедрение объектов зелёной энергетики идет медленными темпами.

Таджикистан считается одним из наиболее подходящих регионов для использования солнечной энергии в силу своего географического положения и климатических условий. Республика расположена между $36^{\circ} 40'$ и $41^{\circ} 05'$ северной широты и вся территория находится в так называемом глобальном солнечном покрытии $45^{\circ} \text{ N} - 45^{\circ} \text{ S}$ [37]. В зависимости от региона, время солнечного излучения колеблется от 280 до 330 в год. Интенсивность солнечной радиации в

большинстве регионов Республики составляет 1000 Вт/м^2 , годовое излучение - около 2000 кВт/м^2 , в два раза больше, чем в центральной части Европы, где солнечная энергия используется больше. Средняя величина солнечной радиации оценивается здесь в $700\text{-}800 \text{ Вт/м}^2$ [33-35,38].

Несмотря на огромный гидроэнергетический потенциал, который оценивается в 527 млрд кВт·ч/год, Республика Таджикистан не может полностью обеспечить страну электричеством в зимний период [34,36]. Широкомасштабное использование возобновляемой энергетики смогло бы покрывать энергодефицит в зимний период.

Правительством Республики Таджикистан принят новый путь развития сельской электрификации за счет альтернативных источников электроэнергии, суть которого заключается в переходе энергетики к использованию региональных возобновляемых источников энергии, включая нетрадиционные ресурсы [32-34].

Для реализации вышесказанного от 12 января 2010 года, Правительством Республики был принят ряд законов по программам краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного осуществления, развития и использования альтернативных источников энергии (солнечных, ветровых, биомассы, малой гидроэнергетики и других) [31,34].

Согласно закону, принятым в 2010 году, к ВИЭ относятся:

- солнечная энергия;
- ветровая энергия;
- геотермальная энергия;
- энергия природных и искусственных водотоков и водоемов;
- древесные отходы, биомасса в виде отходов промышленности, сельского и лесного, жилищно-коммунального хозяйств и бытовые отходы.

Согласно источнику [36] возобновляемые источники энергии принято условно разделять на две группы:

—*традиционные*: гидроэлектростанции, мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемой для отопления традиционным способом сжигания (дрова, торф и другие виды топлива); геотермальная энергия.

—*нетрадиционные*: солнечная энергия, ветровая энергия, энергия морских волн, гидравлическая энергия, такие как мини- и микро-ГЭС мощностью менее 30 МВт, энергия биомассы, используемые для получения электроэнергии и новые виды возобновляемой энергии.

В развивающемся Таджикистане проживает более 9,46 миллионов человек, больше 10 % из которых практически не имеют доступа к централизованным электрическим сетям. Альтернативные источники энергии могут обеспечить труднодоступные горные населённые пункты более дешёвым видом энергии, чем при строительстве гидроэлектростанций и протяженных линий электропередачи, что также могут помочь экономическому развитию страны. В таблице 1.1 приведены потенциалы ВИЭ страны (млн т.у.т. в год).

Таблица 1.1 – Потенциал ВИЭ Республики Таджикистан, млн т.у.т. в год

Ресурсы	Валовый потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Гидравлическая в общем	179,2	107,4	107,4
Солнечная энергия	62,7	20,3	20,3
Энергия биомассы	4790,6	3,92	1,49
Ветровая энергия	4,25	4,25	1,12
Геотермальная энергия	163	10,12	5,06
Всего (без крупных ГЭС)	5199,8	38,7	28

Гидроэнергетика. Благодаря благоприятному географическому расположению, природа наградила Таджикистан огромным гидроэнергетическим потенциалом, который, как в настоящем, так и в ближайшем будущем, будет основным источником для ЭЭС Таджикистана.

Многочисленные оценки учёных и экспертов показывают, что Республика Таджикистан действительно имеет большой гидроэнергетический потенциал в объеме 527 млрд. кВт·ч электроэнергии в год, но к сожалению, из-за сложной экономической обстановки Республики на данный момент используется только 4 - 5 % гидроресурсов [9].

Мощная горная система Таджикистана и ее ветви разделяют территорию Республики на несколько водных путей, образуя два основных: реки Аму-Дарья и Сыр-Дарья [9,12]. Сеть водных путей Таджикистана состоит из более чем 25000 рек, которые показаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Общая информация о реках Республики Таджикистан

Ступенчатость рек		Реки	
Характеристика, объемность	Длина, км	Суммарное количество, шт	Общая протяженность, км
самые малые	менее 10	24224	46083
	25	824	11949
малые	26-50	130	4481
	51-100	29	1958
средние	101-200	12	1559
	202-300	2	526
большие	301-500	2	697
	501-1000	2	1936
Всего	25225	25225	69189

В зависимости от мощности рек, распределение гидроэнергетического потенциала Таджикистана выглядит следующим образом (табл. 1.3) [12,36].

Таблица 1.3 – Распределение гидроэнергетического потенциала РТ по рекам

Потенциальная мощность рек, тыс. кВт	Количество рек, шт	Суммарная мощность,	
		Тыс. кВт	%
Более 500	7	20087	62,12
100-500	28	6045	19,69
50-100	44	3002	9,28
25-50	135	2139	6,61
5-10	137	626	1,94
Менее 5	190	439	1,36
Итого	541	32338	100

В Таджикистане с учетом небольших водотоков общий гидроэнергетический потенциал составляет 69625 МВт в год, из которого в настоящее время используется только 2785 МВт·ч, что составляет 4% всего гидроэнергетического потенциала. Значительная часть доступных, но не используемых водных ресурсов составляет 20% от общего ресурса. Таким образом, экономически обоснованная и технически доступная доля водной энергии составляет 24%, что соответствует 16710 МВт [34].

Согласно исследованиям [38,39], общий гидроэнергетический потенциал Республики Таджикистан в настоящее время оценивается по среднегодовой мощности в 51,8 млн. кВт, из которых 32,6 млн. кВт приходится на 511 учетных рек и 19,5 млн. кВт составляет мощность рек длиной менее 10 км и мощность склонового стока. В таблице П.А.1. приведен гидроэнергетический потенциал в размере 32,6 млн. кВт (285,6 млрд. кВт·ч) и распределение генерации по бассейнам рек на территории республики [40-42,33,34].

Сегодня и в будущем уникальность гидроэнергетических ресурсов Республики Таджикистан будет определять основу стратегии формирования государственной энергетики. Максимальное использование этих ресурсов является гарантом повышения уровня жизни населения и развитием экономики республики во всех жизненно необходимых направлениях страны. Действующие гидроэлектростанции Республики Таджикистан приведены в таблице П.А.2.

Потенциальные малые гидроэнергетические ресурсы в Таджикистане очень велики и зачастую превосходят реальные потребности республики даже в отдаленном будущем. В этом контексте правительство Республики Таджикистан имеет ряд законов и нормативных актов (с программами для реализации и организации краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных проектов по развитию гидроэнергетики и альтернативных ВИЭ), которые действует в стране [12,31,42,43]. В горных регионах страны развитие энергетики осуществляется медленным темпом из-за недоступности транспортных дорог и сложности строительства ЛЭП. Чтобы создать хорошую основу развития в этом направлении, необходимо, прежде всего, эффективным образом использовать

гидропотенциал, который распределен в горных регионах страны.

Строительство малых и мини-гидроэлектростанции мощностью от 1 кВт до 30000 кВт может быть целесообразным, учитывая потенциалы малых рек Республики Таджикистана [44,45].

Согласно анализу автора [12], на притоках рек в горных районах Республики Таджикистан, существует возможность построить более 900 МГЭС мощностью от 100 кВт до 3000 кВт. По предварительным оценкам экспертов, потенциал малой гидроэлектростанции в стране составляет 18 млрд. кВт·ч/год. По оценкам экспертов [12, 46-48] использованием малых и средних рек страны, можно достичь 25-30 млн. кВт при годовой выработке электроэнергии около 100 млрд. кВт·ч/год.

Учитывая анализ экспертов, можно сделать вывод, что одним из доходных направлений в формировании энергетики страны может стать малая гидроэнергетика, помимо этого, за счет малой гидроэнергетики республика может обеспечить электроэнергией свои отдаленные регионы на 50-70 % и даже на 100 % [12].

Государство уделяет внимание развитию малой энергетики и ежегодно выделяет огромные средства на развитие этого направления. Но экономическое состояние республики на данный момент не позволяет выделять средства на полное финансирование развития малой энергетики. По этой причине, государство привлекает интересы иностранных инвесторов на период 2009-2020 гг., в предусмотренное строительство 189 МГЭС с общей мощностью 103,63 МВт с годовой выработкой 800 млрд. кВт·ч/год [12,25,49].

На основании документов и ряда принятых законов об использовании возобновляемых источников энергии, за последнее десятилетие началось строительство и эксплуатация следующих малых ГЭС:

- МГЭС «Спондж» на реке Бартанг - в ГБАО;
- МГЭС «Савноб» на роднике село Санвоб - в ГБАО;
- МГЭС «Техарв» на притоке реки Ванч - в ГБАО;
- МГЭС «Андорбак» на реке Камочдара - в ГБАО;

- МГЭС «Памир-1» на реке Гунт - в ГБАО;
- МГЭС «Хазора» на реке Зидды - в РРП;
- Реконструкция ГЭС «Ак-Су» на реке Мургобского района - в ГБАО;
- МГЭС «Мотравн» в Ванчском районе - в ГБАО;

Много других малых ГЭС в настоящее время обеспечивают электрификацию в децентрализованных районах населенных пунктов [49,50,51]. Согласно [5] список некоторых действующих малые ГЭС приведены в таблице П.А.3.

Опираясь на вышеуказанную информацию о гидроэнергетике Таджикистана, можно смело сделать вывод, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой за счет гидроэнергетики во много раз превышает себестоимость по сравнению с другими видами традиционных электростанций на топливе и даже альтернативной энергетики [36,52,53].

Но справедливости ради можно отметить, что при нынешнем экономическом состоянии, одним из которых является энергетический независимость и электрификация труднодоступных населённых пунктов, широкомасштабное использование ВИЭ, в основном солнечной энергетики, является актуальным и важнейшим направлением.

Ветроэнергетика - одна из самых быстрорастущих технологий использования возобновляемых источников энергии. Потребление увеличивается во всем мире, отчасти потому, что расходы на производство киловатт-часа выработанной энергии на ветроэлектростанциях снижаются.

Согласно последним данным IRENA [55], оценочная глобальная мощность энергии ветра на суше и на море увеличилась примерно в 7 раз за последние два десятилетия с 7,5 гигаватт (ГВт) в 1997 году до 564 ГВт в 2018 году.

Производство ветровой энергии удвоилось в период с 2009 по 2013 год, и в 2016 году на долю ветровой энергии приходилось 16% электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников. На рисунке 1.5 представлена тенденция развития ветроэнергетики в мире, без учета Республики Таджикистан и других не развитых государств в области ветроэнергетики.

Но к сожалению, быстро развивающаяся ветроэнергетика по многим причинам, в основном по экономической обстановке и по географическому расположению, практически не относится к Таджикистану. В Республике Таджикистан сеть метеорологических наблюдений развита слабо и количество метеостанций недостаточно. [12,46]. Поэтому в Республике истинный потенциал энергии ветра в значительной степени не наблюдается и остается практический неизученным.

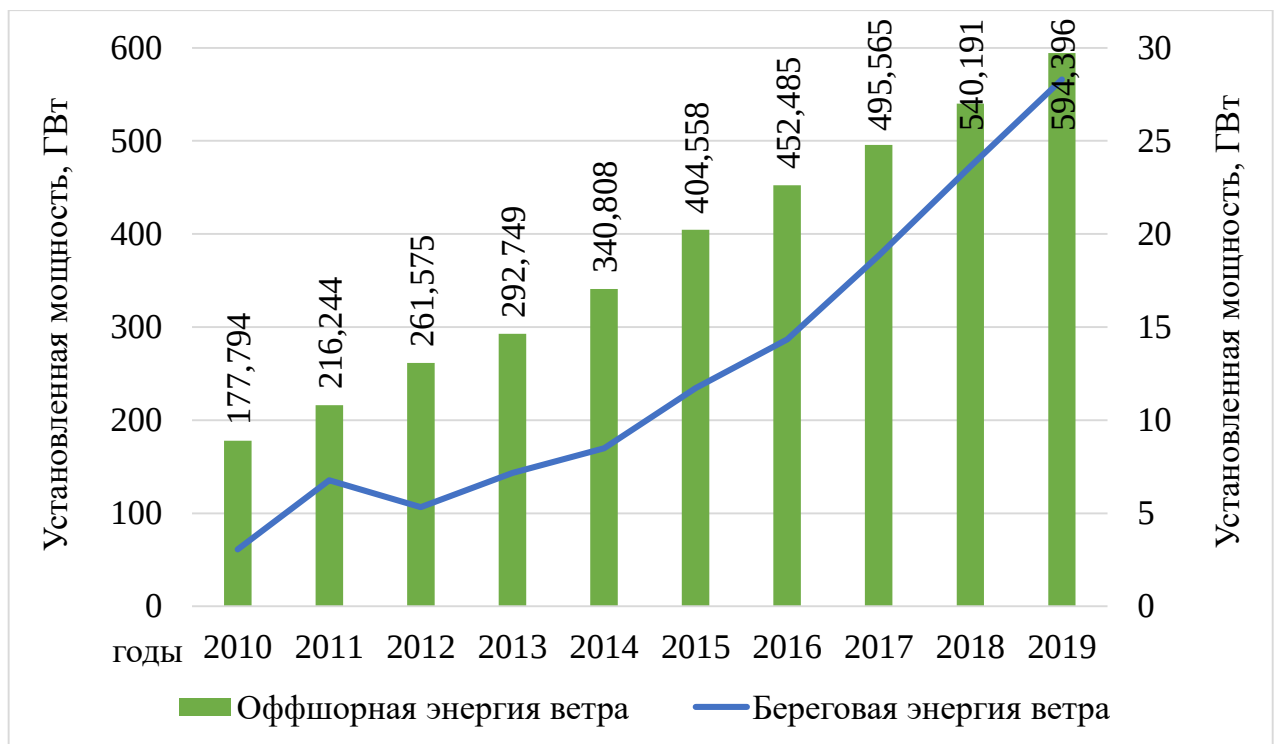


Рисунок 1.5 – Тенденция развития ветроэнергетики в мире

Несмотря на это, ученые и специалисты в этой области делают научную и экспериментальную работу по развитию ветровой энергии в Республике. По их оценкам, потенциал энергия ветра в Республике Таджикистан составляет 25-150 млрд. кВт·ч/год [48,49,54]. Согласно исследованим [34] ветроэнергетический потенциал на разные высоты над уровнем моря, для всей территории Таджикистана составляет 29000 МВт, а технически реализуемый потенциал, включая труднодоступные территории и высоты, составляет 2840 МВт. Из-за низкой скорости ветрового потока экономический потенциал от технически реализуемого, составляет около 1 %, что равно 28 МВт.

По результатам наблюдения среднегодовая скорость ветра в республике колеблется от 0,8 до 6 м/с. Но в высокогорных отдалённых районах наблюдается наиболее сильные ветры, где форма рельефа открытая.

Наиболее сильные ветры наблюдаются в центральной части страны в районе Файзабад и в городах Худжанд, Хайдаробод, Анзоб Шахристон и Ховалинг.

В данных населённых пунктах скорость ветра достигает от 4 до 6 м/с [34,52].

По проведённому в [34] анализу в области ветроэнергетики, только в некоторых районах республики ветроэнергетические установки (ВЭУ) могут конкурировать с другими источниками альтернативной энергии. Это горный Шахристон, Анзоб, Чормагзак и оз. Каракуль.

Согласно исследованиям [34] для разных населенных пунктов скорость ветра (табл. П.А.4) колеблется до 6 м/с с учетом рельефа горной местности и географического расположения.

В Горно-Бадахшанской автономной области республики наиболее перспективной местностью для использования ветроэнергетических ресурсов являются горы Памир. Карты ветрового потенциала представлены на рис. П.А.2, П.А.3.

Из рисунка П.А.2 видно, что основной ветроэнергетический потенциал распределен в ГБАО, где регион практически покрыт горами и в нем проживает малое количество населения. Скорости ветра (рис. П.А.3) говорят о том, что максимальная скорость ветра (9,7 м/с) наблюдается также в восточной части страны в ГБАО. Таким образом можно сделать вывод, что такие низкие показатели скорости ветра и удельная мощность ветроэнергии, не может быть конкурентоспособной при создании ветроэнергетических установок по сравнению с другими видами возобновляемой энергии в республике.

Биоэнергетика. Сельское хозяйство в Республике Таджикистан является одним из основных отраслей страны. Учитывая это, получение тепловой и электрической энергии в сельскохозяйственных районах за счет биотоплива является рентабельным и, в определенной степени, необходимым. По анализу экспертов, для 75 % жителей республики использование биотоплива является

актуальным и доступным. Предварительно потенциал энергии биомассы Таджикистана оценивается свыше 2 млрд. кВт·ч/год. Но к сожалению, на практике использования биотоплива в республике до сих пор встречаются очень мала.

В районе Вахдат функционирует биогазовая установка на 500 Вт, с генератором, работающем на произведенном биогазе [53,56-60].

Солнечная энергетика. Глобальным источником энергии для любой территории, в том числе и для Республики Таджикистан, является Солнце. Солнечная радиация считается базовым элементом климата, как источник всех видов возобновляемой энергии.

Географическое расположение и природно-климатические условия Таджикистана позволяют считать страну одной из перспективных территорий Центральной Азии для использования солнечной энергии [36,59].

По оценкам местных экспертов, солнечный потенциал Таджикистана оценивается около 25 млрд кВт·ч/год, что могло бы обеспечить 10–20% национального спроса на энергию. Суммарное значение солнечной радиации при ясном небе составляет 700–800 Вт/м² или 7,500–8,000 МДж/м².

Результаты измерения некоторых местных метеостанций показывают следующие значения суммарной продолжительности солнечного сияния в Республике:

- метеостанция «Ледник Федченко» – 2116 часов на высоте 4169 м на Памире;
- метеостанция «Дехауз» – 2097 часов на высоте 2500 м в верховьях реки Зарафшана;
- метеостанция «Пяндж» – 3000 часов на южной части Таджикистана;
- метеостанция «Каракуль» – 3166 часов на Восточном Памире.

На этих территориях наиболее целесообразно использование солнечных энергоустановок. Местные эксперты [59] считают, что интенсивность прямой солнечной радиации оцениваются от 10,3 кВт·ч/м² (июнь–июль) до 5,9 кВт·ч/м² (декабрь–январь).

Для покрытия дефицита тепловой и электрической энергии использование солнечной радиации является наиболее актуальным направлением не только сегодня, но и в ближайшем будущем. Среднесуточное значение солнечной радиации для Таджикистана в солнечный день составляет 228 Вт/м².

Эти данные очень согласуются с данными прямых наблюдений метеостанций, представленных в табл. 1.4 и табл. П.А.5. [35,36].

Таблица 1.4 – Значения солнечной инсоляции в крупных населённых пунктах Таджикистана по данным метеостанций

Величина Вт/м ²	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мин.	80	114	153	209	275	326	322	290	232	164	100	65
Средн.	87,2	121,6	160,4	225,1	281	330,7	329	294,1	244,1	167,4	110	756
Макс.	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86

Теоретическое количество солнечной инсоляции, попадающей на горизонтальную область в ясный день на средней широте центрального Таджикистана (39 градусов северной широты) показано в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Теоретические параметры солнечной радиации горизонтального участка земной поверхности на широте Таджикистана

Величина солнечного облучения	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
МДж/м ² .сут	13	15	20	25	27	28	26	25	19	15	12	11
Вт/м ² .сп.сут	150	174	231	289	312	324	301	289	220	174	139	127

Согласно исследованием автора в своей работе [34,60], без учета Южной части страны (Хатлонская область) среднестатистическое число дней без солнца в населённых пунктах регионов Таджикистана составляет 38 дней в год (табл. П.А.6).

Технология преобразования солнечной энергии в тепловую в солнечных коллекторах, на ряду с применением солнечной энергии в фотоэлектрических

установках, для Таджикистана имеет большую перспективу. Имеется возможность производить подобные устройства с использованием местных материалов и вовлечением местных индустриальных компаний. Для получения горячей воды и снабжения ею жилых домов, домов отдыха, гостиниц и тепличных парников, солнечные водонагревающие устройства могут широко применяться.

Большой интерес проявляют международные туристические компании к автономному электроснабжению с использованием фотоэлектрических устройств. Таким образом можно сделать вывод, что актуальной проблемой является покрытие дефицита тепловой и электрической энергии для труднодоступных населённых пунктов с использованием солнечной энергии, которой республика владеет в полной мере [12,34,61].

1.4. Потенциал солнечной энергетики Республики Таджикистан, перспективы развития

В сельской среде, которая характеризуется активным землепользованием, децентрализованное производство солнечной энергии, определяемое использованием солнечных установок на крышах зданий, в отличие от крупных солнечных электростанций, представляется одним из наиболее адекватных решений, но его возможности недостаточно раскрыты в городском масштабе.

Сегодня директивным органам и другим участникам процессов развития солнечной энергетики требуются инструменты расчета потенциала данных процессов и для оценки пространственной конкуренции между фотоэлектрической и тепловой энергией солнца [62-64]. Республика Таджикистан, которая расположена в Центральной Азии, также соответствует данной тенденции.

Несмотря на большой энергетический потенциал и выгодное географическое положение, республика по-прежнему испытывает нехватку электроэнергии, особенно в отдаленных населенных пунктах, о чем говорилось выше.

Солнечная энергия, потенциал которой больше, чем у других видов возобновляемых источников энергии, может решить проблему дефицита энергии в

республике и сохранить чистую окружающую среду [59-60]. Чтобы иметь возможность использовать солнечную энергию с точки зрения разумной выгоды, сначала необходимо определить ее потенциальные источники.

В данном разделе работы приводятся результаты расчета этих ресурсов, сделанные для района Пенджикента Республики Таджикистан, площадь которого составляет 3700 км². Город находится на широте 39° 29' в западной части Таджикистана (рис. 1.6) и входит в состав Согдийской области.



Рисунок 1.6 – Согдийская область и Пенджикентский район Таджикистана

В районе Пенджикент есть труднодоступная сельская местность Рогич, которая расположена в горной части района, в нем находится около 60 домов, дорога к нему отсутствует и централизованное электроснабжение недоступно.

Поэтому расчет ресурсов солнечной энергии в целях определения возможности создания энергокомплекса весьма актуален.

Для расчета взяты среднегодовые данные о солнечной инсоляции местности и приведены среднемесячные температуры воздуха в светлое время суток, характерные для Пенджикентского района [65,72].

Среднемесячные температуры воздуха Пенджикента в светлое время суток, (°C) приведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6 – Среднемесячные температуры воздуха Пенджикента

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
4.9	6.7	11.8	19.2	24.6	30.2	32.7	31.3	26.8	19.8	12.6	7.2

В зависимости от географического положения Пенджикентского региона большая часть поступления солнечной энергии приходится на летние и весенне-осенние месяцы года. Солнечный потенциал и климатические условия в этом районе могут способствовать развитию солнечной энергетики и строительству солнечной электростанции, обеспечивающей надежное электроснабжение жителей отдаленных местностей района. Программа RETScreen использовалась для определения суточной суммарной солнечной радиации и скорости ветра в районе Пенджикента в режиме реального времени (рис. 1.7).

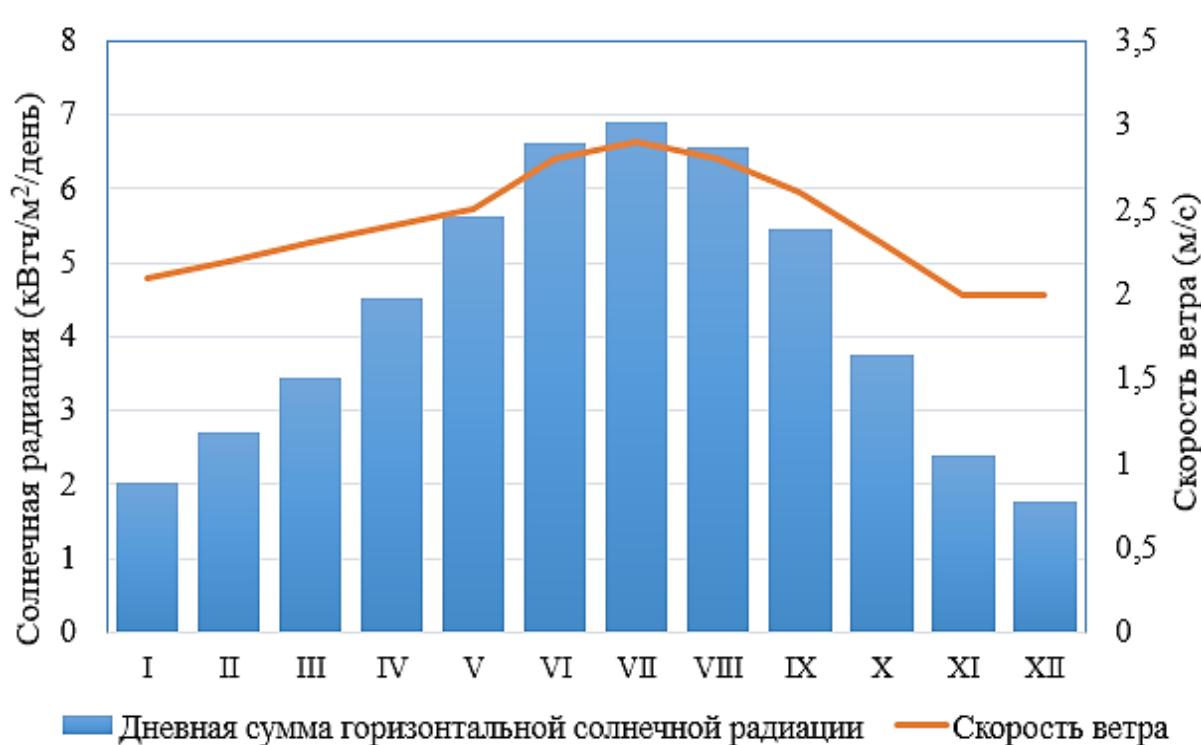


Рисунок 1.7 – Суточная сумма горизонтальной солнечной радиации и скорости ветра в районе Пенджикента

RETScreen - это программная система для управления чистой энергией, с помощью которой можно непрерывно анализировать энергоэффективность,

возобновляемые источники энергии и комбинированное производство тепла и электроэнергии, а также их энергоэффективность [67].

1.4.1. Валовый потенциал солнечной энергии. Количество солнечной радиации, приходящейся на единицу площади определенного региона в год (W_B , кВт·ч/год), называется теоретическим (валовым) потенциалом солнечной энергии [68-69]. Данные о среднегодовом приходе солнечной энергии на единицу площади Пенджикентского региона за год (39° широты, 67° долготы) по расчетным данным NASA и RETScreen Expert приведены в таблице 1.7 [66].

Таблица 1.7 – Приход солнечной энергии на единицу площади, кВт·ч/м²

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
60	84,6	113,4	157,2	201,1	231	224,4	200,4	162,3	115,2	76,2	54,3
Итого: 1661,1 кВт·ч/(м ² ·год)											

Валовый потенциал солнечной энергии р. Пенджикента составляет:

$$W_B = E \cdot S = 1661,1 \cdot S = 1679,5 \cdot 3700 \cdot 10^6 = 6214,15 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \quad (1.1)$$

1.4.2. Технический потенциал солнечной энергии. Технический потенциал солнечной энергии в регионе - это общее количество энергии, которое можно получить от солнечного излучения при текущем уровне технологического развития в течение года, а также соблюдения экологических норм. Технический потенциал солнечной энергии определяется как сумма технических возможностей [68] тепловой и электрической энергии, получаемых за счет соответствующего преобразования солнечной энергии: $W_T = W_{TT} + W_{TФ}$. [70,71].

Для расчета технического потенциала должна быть известна полезная площадь (S_c , м²) для использования солнечных электростанций, выбранная согласно технико-экологическому обоснованию [71]. В полезную площадь не входят территории, занятые лесами, парками, жилыми, промышленными, медицинскими и другими объектами. Технический потенциал, в свою очередь, делится на технический потенциал тепловой и электрической энергии.

1.4.2.1. Технический потенциал тепловой энергии от солнечного излучения. При определении были использованы следующие исходные данные:

$T = 60^{\circ}\text{C}$ – температура горячей воды;

$F_{(\tau\alpha)} = 0,9$; $FU_L = 0,005 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – значение параметров солнечных тепловых коллекторов, соответствующих современному техническому уровню.

Удельный месячный технический потенциал тепловой энергии $\text{кВт} / (\text{м}^2 \cdot \text{мес.})$.

$$W_{TTi} / S_T = E_i F \cdot \left[(\tau\alpha) - U_L \cdot (T - T_{oi}) \cdot \cos(\varphi - \delta) \frac{t_{pi}}{E_i} \right], \quad (1.2)$$

где $(\varphi - \delta)$ – угол наклона коллектора к Земле; T_{oi} – среднемесячные температуры окружающей среды; E_i – месячные показатели прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность; S_T – площадь, отводимая под солнечные тепловые установки. Значения W_{TT} / S_T , рассчитанные с использованием E_i и T_{oi} по формуле

$$W_{TT} / S_T = \sum W_{TTi} / S_T = 1075,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{год.}) \quad (1.3)$$

где S_T – площадь, отводимая под солнечные тепловые установки (табл. 1.8).

$$S_T = k_T \cdot q \cdot S = 0,9 \cdot 0,01 \cdot 3700 \cdot 10^6 = 33,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2 \quad (1.4)$$

Технический потенциал тепловой энергии для территории города Пенджикента равен:

$$W_{TT} = 1075,2 \cdot S_T = 3580416 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год.} \quad (1.5)$$

Таблица 1.8 – Показатели солнечной инсоляции и удельные месячные потенциалы энергии

Месяцы	$t_{ci}, \text{ч/мес}$	$t_{pi}, \text{ч/мес}$	$W_{TTi} / S_T, \text{кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{мес})$
Январь	224	194	13,17
Февраль	236	200	39

Март	313	253	56,77
Апрель	367,7	265,7	-
Май	434,5	300	140
Июнь	447	290	177
Июль	450	295	173,7
Август	427	300	150
Сентябрь	375	300	111
Октябрь	327	290	62,7
Ноябрь	260	220	31,8
Декабрь	196	166	18,46

1.4.2.2. Технический потенциал электрической энергии от солнечного излучения. Для определения технического потенциала электрической энергии при преобразовании солнечного излучения учитываются следующие показатели [68,69,74]:

- доля полезно используемой площади для преобразования солнечной энергии ($q \leq 0,01$);

- доля площади, целесообразная для установки солнечных модулей ($k_\phi = 0,1$).

Расчет произведен для солнечных модулей, имеющих следующие технические характеристики:

- $\eta = 0,13$ – КПД модуля в нормальных условиях эксплуатации;
- $\chi = 0,004 \text{ K}^{-1}$ – температурный градиент КПД;
- $\alpha = 0,97$ – интегральный коэффициент поглощения излучения солнечным модулем [68,70];

- $\langle \lambda \rangle = 40 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплопроводности солнечного модуля.

Результаты расчета удельного месячного технического потенциала для получения электрической энергии $W_{T\phi} / S_\phi$ приведены в табл. 1.9.

$$W_{T\phi} / S_\phi = \sum W_{T\phi} / S_\phi = 326,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{год.}) \quad (1.6)$$

где S_{ϕ} – целесообразная установленная площадь для солнечных фотоэлектрических установок, м^2 .

$$S_{\phi} = \kappa_{\phi} \cdot q \cdot S = 0,1 \cdot 0,01 \cdot 3700 \cdot 10^6 = 37 \cdot 10^3 \text{ м}^2 \quad (1.7)$$

Таким образом, технический потенциал электроэнергии от солнечного излучения для территории р. Пенджикента равен.

$$\begin{aligned} W_T &= W_{TT} + W_{T\phi} = 1075,2 \cdot S_T + 326,8 \cdot S_{\phi} = \\ &= [1075,2 \cdot K_T + 326,8 \cdot (1 - K_T)] \cdot q \cdot S, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \end{aligned} \quad (1.8)$$

$$W_{TTi} = 326,8 \cdot S_{\phi} = 1209,16 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч / год} \quad (1.9)$$

Следует отметить, что W_{TT} представляет энергию в виде тепла, а $W_{T\phi}$ электрическую энергию.

Таблица 1.9 – Среднемесячные значения рабочей температуры фотопреобразователей и удельные месячные технические потенциалы электрической энергии $W_{T\phi i}/S_{\phi}$

Месяцы	Рабочей температуры фотопреобразователей T_i , К	$W_{T\phi i} / S_{\phi}$, кВт·ч/($\text{м}^2 \cdot \text{мес}$)
Январь	278	11,7
Февраль	280	16,3
Март	285	22
Апрель	292	30,6
Май	298	39,2
Июнь	303	45
Июль	306	43,7
Август	304	39
Сентябрь	300	31,6
Октябрь	293	22,4
Ноябрь	285	14,8
Декабрь	280	10,5

Характеристика расчетного технического потенциала тепловой и электрической энергии от солнечной инсоляции приведена на рис. 1.8.

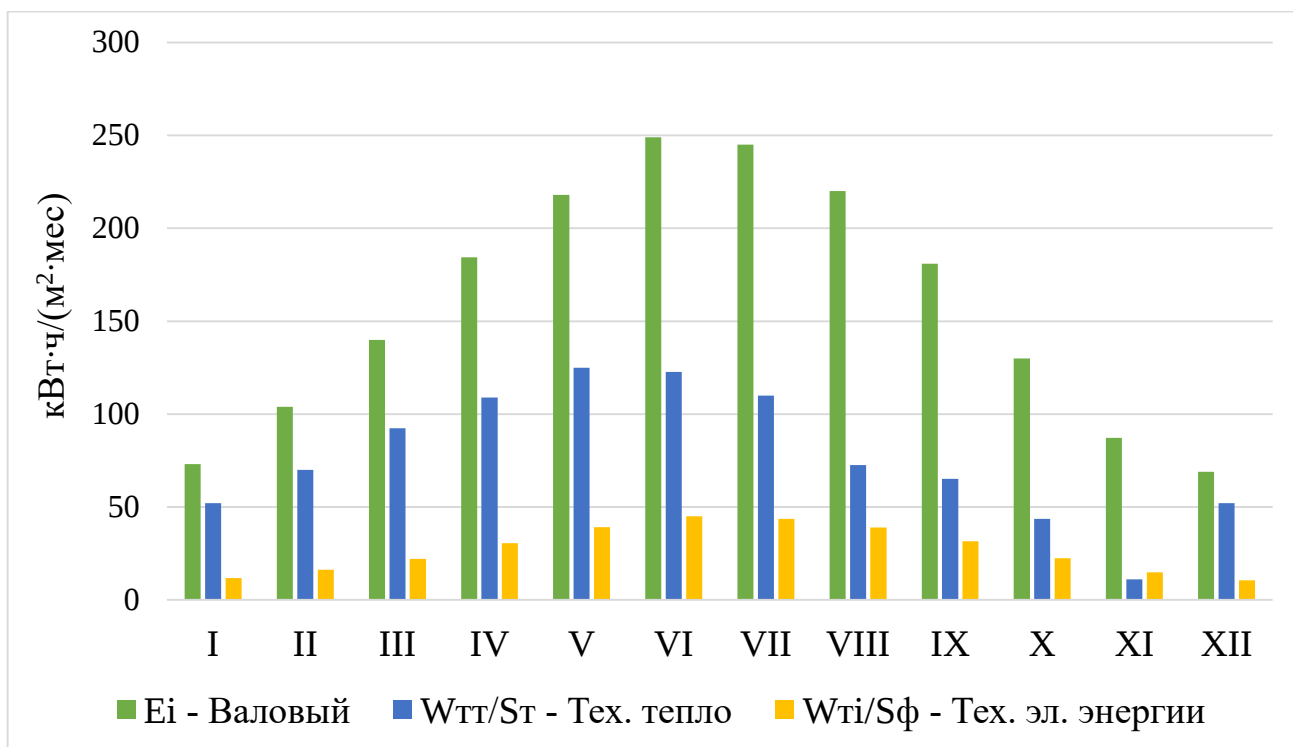


Рисунок 1.8 – Валовый (E_i) технический потенциал тепловой (W_{TT}) электрической энергии ($W_{T\phi}$) от среднего преобразования солнечной энергии в Пенджикентском районе в течение года

1.4.3. Экономический потенциал солнечной энергии. Под экономическим потенциалом солнечной энергии региона понимается годовой объем тепловой и электрической энергии, полученный в результате преобразования солнечного излучения.

Этот объем определяется экономической целесообразностью для рассматриваемого региона при существующем в нем уровне цен на строительство солнечных энергоустановок, оборудование, топливо и электроэнергию с учетом его транспортировки, и соблюдения экологических норм [68-71].

По аналогии с техническим потенциалом, экономический потенциал солнечной энергии также можно рассматривать для двух вариантов преобразования солнечной энергии – в тепловую и электрическую.

1.4.3.1. Экономический потенциал тепловой энергии от солнечного излучения. Расчет экономической мощности тепловой энергии был произведен для следующих конструктивных и режимных параметров [68,70]:

- солнечные тепловые коллекторы установлены стационарно;
- угол наклона к горизонту составляет $\beta = 40^\circ$;
- температура нагретой воды $T_T = 60^\circ\text{C}$;
- температура на входе в коллектор $T_X = 15^\circ\text{C}$;
- стоимость коллектора с учетом экологии $C_{\text{к}} = 400$ долл./м² [73].

Согласно методики [68-71], в таблице 1.10 представлены результаты расчета месячного прихода солнечной радиации $E_{\text{нi}}$ и удельный объем выработки энергии тепловым коллектором $V_{\text{ти}}$ при угле наклона $\beta = \varphi - \delta$.

Расчет экономического потенциала годовой тепловой энергии определяется суммированием значений из табл. 1.10.

$$W_{\text{эТ}} = \sum_i V_{\text{Т}}, i = 1.2.....12, \quad (1.10)$$

где по всем месяцам в году производится суммирование.

Экономический потенциал 1-го месяца определяется по формуле:

$$V_{\text{Т}} = V_{\text{ти}} \cdot S_{\text{эТ}}, \quad (1.11)$$

отсюда

$$V_{\text{ти}} = E_{\text{нi}} \cdot F \cdot \left[(\tau\alpha) - U_L \cdot (T - T_{\text{oi}}) \cdot \frac{T_{\text{Ci}}}{E_{\text{нi}}} \right] = 925.4 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{год}), \quad (1.12)$$

1.4.3.2. Экономический потенциал электрической энергии от солнечного излучения. Экономический потенциал электрической энергии от солнечного излучения определяется в том же порядке, что и экономический потенциал тепловой энергии [68,69]. Для определения потенциала электрической энергии приводятся следующие необходимые данные:

Технические характеристики солнечных модулей [74]:

- КПД модуля в нормальных условиях эксплуатации $\eta = 0,13$;

- температурный градиент КПД $\chi = 0,004K^{-1}$;
- интегральный коэффициент поглощения солнечного излучения солнечным модулем $\alpha = 0,97$;
- коэффициент теплопроводности солнечного модуля $\langle \lambda \rangle = 40 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot K)$;
- стоимость солнечного модуля с учетом экологического влияния $T = 298K$
 $C_{r3} = 1000 \text{ долл.} / \text{м}^2$

Расчет экономического потенциала электрической энергии производится аналогично определению экономического потенциала тепловой энергии. Расчет экономического потенциала годовой электрической энергии определяется суммированием значений из табл. 1.10.

$$W_{\Phi} = \sum_i V_{\Phi}, i = 1.2.....12, \quad (1.13)$$

Экономический потенциал 1-го месяца определяется по следующим формулам.

$$V_{\Phi} = V_{\Phi i} \cdot S_{\Phi}, \quad (1.14)$$

отсюда

$$V_{\Phi i} = E_{Hi} \cdot F \cdot \left[(\tau\alpha) - U_L \cdot (T - T_{Oi}) \cdot \frac{T_{Ci}}{E_{Hi}} \right] = 326,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / (\text{м}^2 \cdot \text{год}), \quad (1.15)$$

Таким образом, экономический потенциал солнечной энергии, полученный путем суммирования потенциалов тепловой и электрической энергии для Пенджикентского региона, равен:

$$W_{\Phi} = W_{\Phi T} + W_{\Phi \Phi} = 873,3 \cdot S_T + 326,8 \cdot S_{\Phi} = 4440,37 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}, \quad (1.16)$$

В табл. 1.10 представлены экономические показатели выработки тепловой и электрической энергии от солнечного излучения для Пенджикентского района.

Экономический потенциал солнечной энергетики соответствует 0,05% годового потребления электроэнергии на рассматриваемой территории (по данным Росстата) и обычно не превышает 2% технического потенциала при пересчете на тонны условного топлива [69-70]. Характеристика расчетного экономического

потенциала солнечной энергетики приведена на рис. 1.9. Приставленные расчетные характеристики говорят о целесообразности использования солнечной энергии с точки зрения экономики в данном регионе.

Таблица 1.10 – Экономические показатели выработки тепловой и электрической энергии от солнечного излучения

Месяцы	$E_{\text{нi}}$ кВт·ч/(м ² ·мес)	$V_{\text{тi}}$ кВт·ч/(м ² ·мес)	$W_{\text{тfi}}$ кВт·ч/(м ² ·мес)
Январь	73	52,1	11,7
Февраль	104	70	16,3
Март	140	92,3	22
Апрель	184,4	109	30,6
Май	218	125	39,2
Июнь	249	122,7	45
Июль	245	110	43,7
Август	220	72,5	39
Сентябрь	181	65,1	31,6
Октябрь	130	43,6	22,4
Ноябрь	87,2	11	14,8
Декабрь	69	52,1	10,5

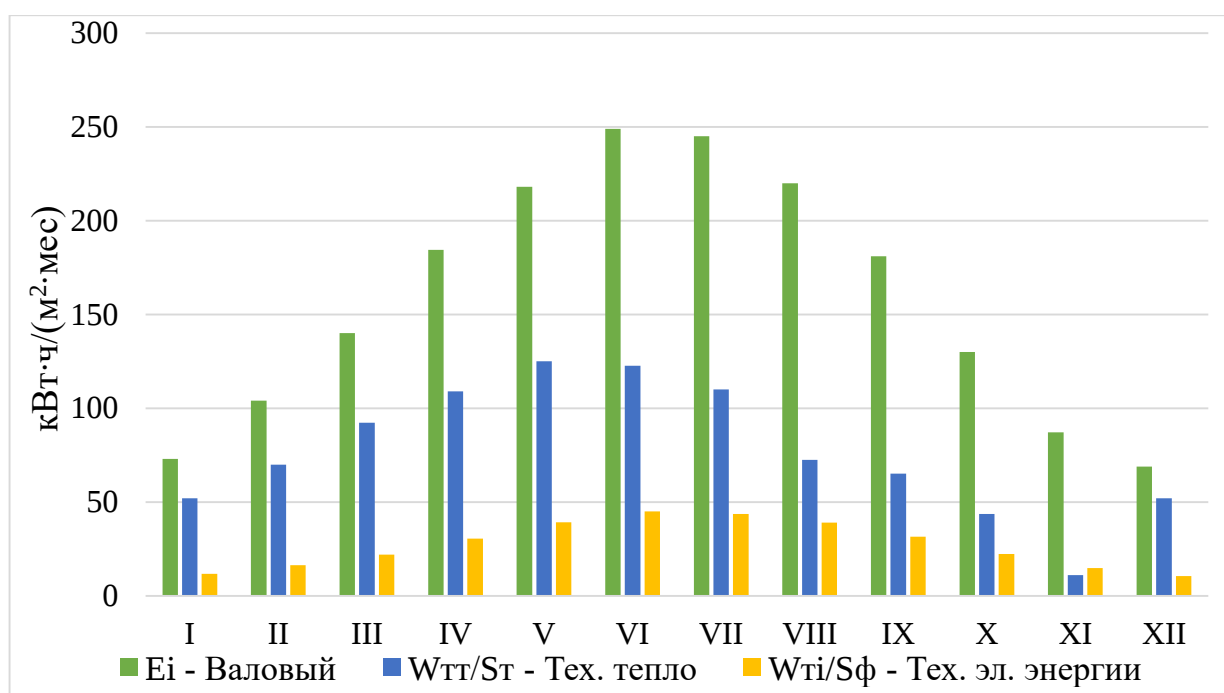


Рисунок 1.9 – Средние удельные экономические параметры солнечной тепловой (v_{T}) и фотоэлектрической ($v_{\text{ф}}$) энергии в Пенджикентском районе за год

На основании анализа характеристик природно-климатических условий Пенджикентского района и определения возможности использования фотоэлектрической системы в горных районах этого региона для выработки электрической энергии за счет солнечного излучения, можно сделать следующие выводы:

1. Исходя из времени года, режим солнечной радиации для Пенджикентского района колеблется от 2,5 – 7,2 кВт/м² в день. В весенне- летний период, начиная с марта и по август, солнечное сияние колеблется в основном от 5 до 17 часов.

Максимальная солнечная радиация поступает с 9 до 16 часов, а после 17 часов наблюдается ее уменьшение.

2. В общем за летний месяц продолжительность солнечной радиации достигает от 390 до 440 часов, что составляет 96 – 98% продолжительности солнечного сияния в данном регионе. Такие возможности природы позволяют использовать солнечную энергию для электроснабжения и улучшения социально-бытовых условий населения села Рогич Пенджикентского района, которые до сих пор не имеют доступа к централизованным электрическим сетям.

3. Исходя из методологии расчета и теоретического анализа энергетических ресурсов солнечной радиации, в зависимости от яркости солнечного сияния, альbedo и условий неблагоприятной погоды, определены энергетические потенциалы солнечной энергии на 1 м²: валовый потенциал – 1661,1 кВт·ч/(м²·год); технический потенциал тепловой энергии от солнечного излучения – 1075,2 кВт·ч/(м²·год.); технический потенциал электрической энергии от солнечного излучения – 326,8 кВт·ч/(м²·год.).

1.5. Особенности и проблемы использования солнечной энергии для энергоснабжения удалённых и труднодоступных объектов республики

Известно, что экономическая ситуация и ряд других причин препятствуют стимулированию развития и использования технологий солнечной энергии во многих странах. Одной из причин массового не внедрения технологии солнечной

энергии является завышенная цена на устройства, которые не может покупать массовый потребитель.

В Таджикистане из-за экономической ситуации не хватает реального интереса, стимулов и государственной поддержки для развития солнечной энергетики.

Известно, что разработка устройств и важных солнечных технологий в европейских странах осуществляется при активной государственной поддержке - налоговые льготы для разработчиков и производителей, субсидии для клиентов и пользователей [12,33,56,75].

В Таджикистане масштабное внедрение возобновляемых источников энергии, в том числе солнечной, идет очень медленно по ряду причин:

- Нехватка нормативно-правовой базы для развития возобновляемых источников энергии и эффективных и действенных механизмов стимулирования использования ВИЭ;
- Относительно высокая стоимость оборудования и установок на солнечной энергии для потребителей в стране;
- Отсутствие необходимой информации, достаточных знаний и опыта в области эксплуатации современных установок солнечной энергии среди населения;
- Отсутствие маркетинговых исследований на рынке товаров и услуг для оборудования и установок солнечной энергетики;
- Отсутствие собственного производства солнечных установок;

Чтобы решить вышеперечисленные проблемы, необходимо следующее:

- Подготовить специалистов для производства, разработки и эксплуатации солнечных систем.
- Разработать и реализовывать государственные программы использования возобновляемых источников энергии;
- Поддерживать высокий уровень научно-технической работы в области солнечной энергетики;
- Получить международный опыт использования новых технологий в солнечной энергетике.

Помимо вышеупомянутых причин, существуют следующие проблемы внедрения солнечной энергетики в стране:

Экологические: Что касается выработки электроэнергии на уровне коммунальных предприятий, для использования солнечной энергии необходимы большие площади для сбора энергии. Из-за этого объекты могут мешать существующему землепользованию и могут негативно влиять на использование таких зон, как дикая природа или зоны отдыха [76].

Строительство солнечных установок на обширных земельных участках приводит к очистке и планировке, что ведет к уплотнению почвы, изменению дренажных каналов и усилению эрозии.

Социально-экономические: Помимо вышеупомянутых воздействий на окружающую среду, солнечные энергетические установки могут оказывать и другие воздействия, такие как влияние на социально-экономическое состояние района.

Строительство и эксплуатация коммунальных солнечных энергетических установок в этом районе будет иметь прямые и косвенные экономические последствия [76].

➤ Прямое воздействие будет иметь место в результате затрат на заработную плату, а также на приобретение товаров и услуг, необходимых для строительства и эксплуатацию проекта.

➤ Косвенные воздействия будут иметь место в виде расходов на оплату труда по заработной плате, что создает дополнительную занятость, доходы и налоговые поступления. Строительство и эксплуатация объекта потребует миграции рабочих, что повлияет на жилье, коммунальные услуги и занятость местных органов власти.

Политические: На политическом уровне Таджикистана существуют следующие преграды для внедрения солнечной энергетики:

➤ Отсутствие государственной стратегии по эффективному использованию солнечного потенциала страны;

➤ Острая потребность опыта использования солнечной энергии;

- Неодобрение интересов крупных производителей электроэнергии за счет высокого уровня монополии;
- Производство устройств солнечной технологии в промышленном масштабе страны;

Климатическое: Как уже было отмечено, климат Таджикистана является благоприятным для использования солнечной энергетики, где ресурс этой энергии распределен в достаточном объёме. Но, с другой стороны, климат Таджикистана может препятствовать эффективному использованию солнечной энергии, в связи с высокой температурой воздуха. По данным гидрометцентра республики в Хатлонской и Согдийской области, где многочисленное население проживает в труднодоступных районах этих областей, летом температура воздуха поднимается от 40 до 55 градусов Цельсия.

Такая жаркая погода негативно влияет на выработку солнечной системы и, следовательно, такая температура сократит сроки эксплуатации солнечных устройств. Из-за высокой температуры эффективность солнечной системы уменьшается в разы, что может послужить преградой для развития солнечной энергетики в республике [77].

Выводы по первой главе

1. Удалённые и труднодоступные районы Республики Таджикистан в настоящее время не имеют централизованного электроснабжения и нуждаются в качественной и бесперебойной поставке электроэнергии.

2. Наиболее перспективным и целесообразным энергоресурсом для таких районов является солнечная энергия, имеющая среднегодовой потенциал 7500-8000 МДж на квадратный метр в год.

3. Одной из проблем, ограничивающих использование солнечной энергии для энергообеспечения объектов в горных районах Республики Таджикистан является повышенные среднегодовые температуры воздуха.

ГЛАВА 2. СОЗДАНИЕ КАРТЫ СОЛНЕЧНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

2.1. Анализ методик создания карт солнечного потенциала

Расширение производства солнечной энергии с внедрением солнечных фотоэлектрических технологий требует точных исследований солнечного потенциала, направленных на определение лучших мест для установки солнечных батарей. Традиционные карты солнечного потенциала учитывают только солнечные ресурсы. Поскольку фактическая эффективность работы фотоэлектрических модулей очень чувствительна к температуре, этот аспект должен быть включен в любой анализ потенциалов солнечной энергии.

Большинство стран с лучшим потенциалом солнечной энергии расположены в местах с высокими среднегодовыми температурами воздуха. Из-за этого факта связь между температурой и эффективностью солнечной энергии становится критической проблемой для целей энергетического планирования, главным образом, связанных с разработкой политики для исследований расширения инфраструктуры электроэнергетики.

Реальная эффективность солнечных фотоэлектрических технологий становится актуальной проблемой для выбора мест, где производство солнечной энергии может быть максимизировано.

В этом разделе были рассмотрены существующие методики составления карты солнечного потенциала. Автор работы «Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions – An application to Brazil» [78] в своем исследовании оценил потенциал эффективности использования солнечных ресурсов для Бразилии, который может быть использован для продолжения более сложных исследований с использованием методологии с географической привязкой. Метод с привязкой к географическим координатам может применяться в режиме реального времени и прогнозирования солнечной фотоэлектрической генерации как для распределенных, так и для централизованных установок.

Большая доступность природного ресурса в стране или регионе не означает, что его эффективность всегда высока. Метеорологические, технологические и монтажные аспекты, а также экономические и инфраструктурные факторы могут привести к ошибкам при потенциальном анализе, основанном исключительно на наличии природных ресурсов. Этот факт усиливает необходимость подробных потенциальных исследований для каждого крупного региона.

Помимо температуры, для анализа солнечного потенциала важны другие факторы, такие как спектр, отражение, грязь, затенение, влажность, угол установки, электрические соединения и экономические проблемы. Эти факторы не рассматриваются в [79 и 80]: «Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review» «Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum».

Автор работы [81] в своём исследовании оценил количество солнечного излучения, используя географические и спутниковые данные, полученные NASA. Методом построения карты солнечного потенциала для Венесуэлы является процесс интерполяции с использованием программного обеспечения QGIS. Так была создана карта глобального излучения солнечной энергии Венесуэлы для одного года и отдельно для каждого 12-ти месяцев.

Индийские авторы Richa Mahtta, P.K. Joshi и Alok Kumar Jindal в своей работе «Solar power potential mapping in India using remote sensing inputs and environmental parameters» [82] использовали данные дистанционного зондирования и параметры окружающей среды для картирования потенциала солнечной энергии в Индии. Методология является известной и заключается в том, что с помощью базы данных NASA были получены глобальные горизонтальная и прямая нормальная инсоляция на пустынные места, где определяется солнечный потенциал.

При картировании территории не учитывались точки с меньшей солнечной инсоляцией ($4\text{--}5,5 \text{ кВт}\cdot\text{м}^2/\text{день}$) и с учетом использования солнечных панелей, имеющих КПД 12-14%, был рассчитан солнечный потенциал для подходящих участков с использованием зональной статистики в программе Arc GIS. Используя

данную методологию, была создана карта, показывающая область солнечного потенциала для фотоэлектрических технологий в Индии.

Другой автор в своей диссертационной работе [83] на основе анализа отечественных и зарубежных опытов и существующих методик ресурсного потенциала в области картографии и геоинформатики, разработал методику картографического обеспечения оценки потенциалов ВИЭ на региональном уровне. Автор в виде серии карт разработал структуру обеспечения оценки ресурсного потенциала солнечной и ветровой энергии, для определения наиболее перспективных территории с целью получения разрешения на строительство объектов на ВИЭ. Опираясь на опыт зарубежных и отечественных авторов в области картографирования оценки солнечного потенциала, в данной диссертационной работе был использован многокритериальный подход для оценки солнечного потенциала на всей территории Таджикистан. Для достижения цели использованы методы, представленные в работах:

A Technical and Economic Potential of Solar Energy Application with Feed-in Tariff Policy in Indonesia [84], Mapping of solar energy potential in Indonesia using artificial neural network and geographical information system [85], The solar map as a knowledge base for solar energy use [86], Energy potential assessment of solar and wind resources in Syria [87], Solar resource potential mapping: country study of the state of Palestine [88], Оценка ресурсов солнечной энергии в Центральной Азии [89], Assessment of solar radiation resources in Saudi Arabia [90], Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data [91].

2.2. Разработка карты солнечного потенциала на основе данных NASA

Развитие энергетики в целом определяет уровень жизнь любой страны, а свободный доступ к источникам энергии приводит к социальным, экономическим и технологическим достижениям в различных областях экономики.

В последнее десятилетие увеличился спрос на тепловую энергию, в большей степени из-за изменения в образе жизни людей и их структуре потребления.

Ископаемое топливо, которое традиционно использовалось для получения основных объемов энергии, имеет тенденцию увеличения стоимости и отрицательно влияет на окружающую среду. Поэтому в мире все большее внимание уделяется использованию возобновляемых источников энергии из-за их возможности выравнивания экологической обстановки.

Для определения возможности использования таких источников, как энергия ветра, геотермальная энергия, биомасса и солнечная энергия, применяются различные методики и программы, в том числе с использованием географической информационной системы (ГИС).

Среди различных источников возобновляемой энергии широко доступной во всем мире является солнечная энергия. Для многих стран этот вид энергии может внести существенный вклад в снижение зависимости от импортируемого топлива [92].

Существуют две различные технологии, с помощью которых солнечный свет превращается в формы полезной энергии (тепло или электричество), а именно фотоэлектрические панели (PV) и концентрированная солнечная энергия (D) для выработки электроэнергии [93].

При использовании концентрированного солнечного излучения как высокотемпературного источника тепловой энергии для привода паровых турбин и преобразования его в электричество, используется технология CSP [94-95]. Эти системы предназначены для районов, где имеется прямая солнечная радиация, а также большое число ясных солнечных дней в году [96-97].

Фотоэлектрическая технология – это система питания, основанная на фотоэлементах, которая преобразует солнечную энергию в электричество. Учитывая ежегодный рост рынка PV на 30-40 %, и тенденцию развития солнечной энергетики в мире (рис. 2.1), эта система превращается в один из самых перспективных энергоносителей при использовании соответствующих технологий [95]. Тенденция развития солнечной энергетики способствует повышению энергетической стабильности в большинстве стран, в которых ресурсы ископаемого топлива оцениваются как незначительные.

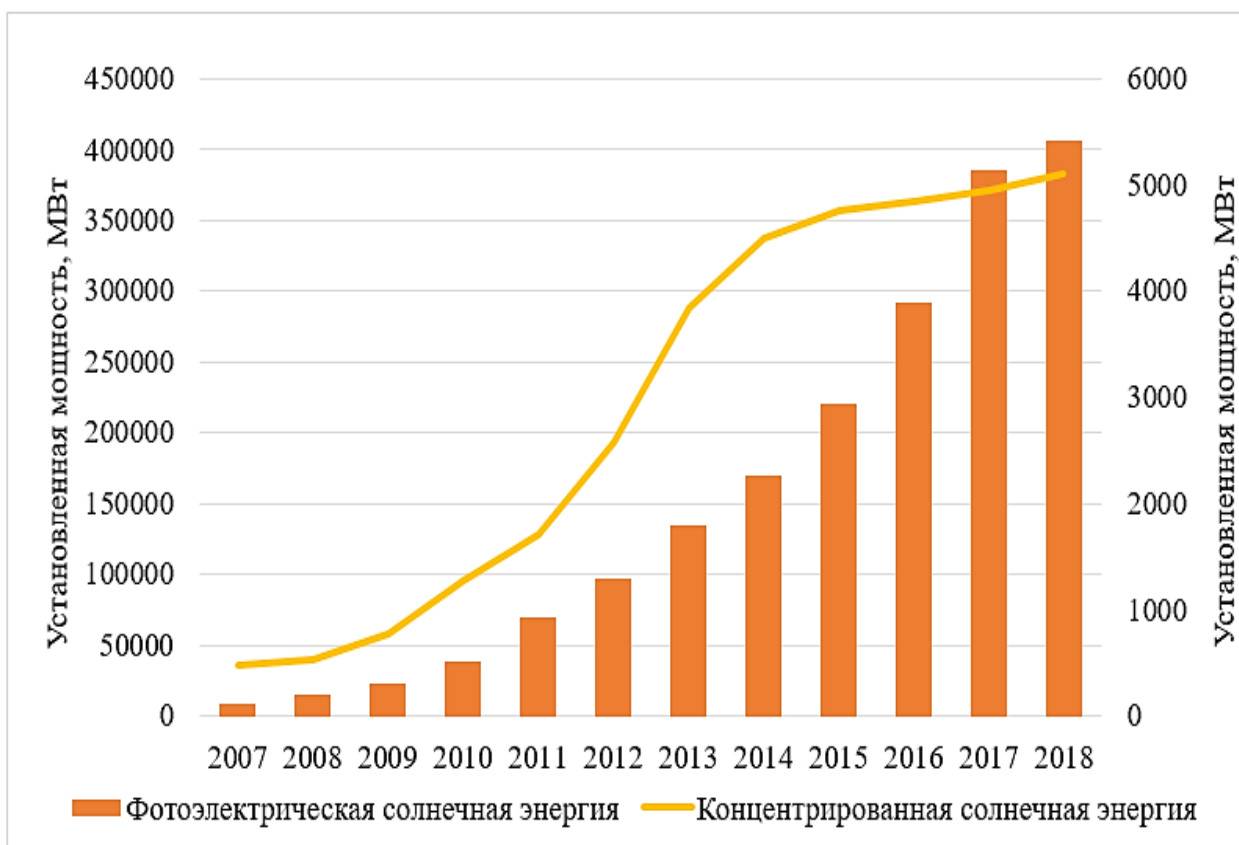


Рисунок 2.1 – Тенденция развития солнечной энергетики в мире

Несмотря на то, что Республика Таджикистан обладает огромными запасами возобновляемых ресурсов, а именно солнечной энергии, и благоприятным географическим расположением, до сегодняшнего дня гидроэнергия остается основным источником выработки электроэнергии из-за ее высокой эффективности и большого потенциала.

Однако в зимний период республика до сих пор испытывает дефицит электроэнергии, особенно отдалённые населённые пункты, которые практически не имеют связи с централизованными электрическими сетями [98,99]. Солнечная энергия, потенциал которой оценивается больше, чем другие виды ВИЭ, может решить проблему энергодефицита в республике и сохранить чистоту окружающей среды. К сожалению, потенциалы солнечной и гидроэнергии ещё мало реализованы по разным причинам, включая экономические и политические.

Для обоснования возможности использования солнечного потенциала необходимо его оценить с позиций бесперебойного энергоснабжения сельских и

горных местностей, на основании данных о среднемноголетних и среднемесячных значениях солнечной радиации, полученных из базы данных NASA-SEE и часовые данные солнечной радиации из базы METEONORM [100].

В работе использованы климатические, географические и метеорологические данные для оценки потенциала солнечной энергии, поступающей на территорию Таджикистана.

Республика Таджикистан находится в Центральной Азии в координатах 67°31' северной широты и 75°14' восточной долготы. Для субтропического климата республики средняя температура для самого холодного месяца (января), составляет от +2 до -2 градусов на юго-западе и до -20 градусов на севере.

Максимальная летняя температура в летние месяцы может достигать +48 °С. Месторасположение Таджикистана предполагает огромный потенциал солнечной энергии.

Для полной оценки солнечной энергии в реальном времени недостаточно использование только климатических данных и данных о солнечной радиации, фиксируемых метеорологическими станциями с помощью наземных датчиков.

К тому же, в связи с остановкой гидрометеорологических служб после распада Советского Союза, такие данные недоступны. В связи с этим, оценка солнечного потенциала Таджикистана была сделана с использованием международных баз данных [9,101, 102, 103].

Географическая информационная система является мощным инструментом для визуализации и анализа потенциала энергетических ресурсов. С помощью этой системы с использованием дистанционного зондирования и ГИС, было проведено несколько исследований оценки возможности строительства солнечной электростанции и процесса ее реализации.

Для оценки этого эффективны различные критерии взаимодействия. Первостепенным решением является выбор наиболее подходящего места, а также лучших технологий для реализации солнечной электростанции.

Классические методы принятия решений по одному критерию не способны решить эту сложную проблему [104].

2.3. Методология построения карты

Определение критериев выбора. Для обеспечения оптимальной площади для установки солнечной электростанции в литературе определены и классифицированы определенные критерии, которые позволяют охарактеризовать и количественно оценить альтернативы в процессе принятия решений [105]. Цель определения пригодности земли достигается с учетом двух уровней критериев и соответствующих альтернатив (рис. 2.2). На первом уровне рассматриваются климатические, орографические, экологические и экономические критерии.

Их можно подразделить на семь альтернатив на втором уровне, включая землепользование, уклон, аспект, расстояние до городского района, расстояние до дорог и автомагистралей, потенциальную солнечную радиацию и температуру поверхности земли. Для получения более подробной информации, четыре критерия разделены на следующие категории:



Рисунок 2.2 – Критерии и альтернативы принятия решения для выбора оптимальной площади строительства солнечной электростанции

Климат. Климатические факторы (солнечное излучение и средняя температура земли) известны как наиболее важные параметры для правильного принятия решения, которое определяет, будет ли выбранное местоположение подходящим для расчетной производственной мощности фотоэлектрических или CSP электростанций [105]. В представленном исследовании значения солнечной освещенности и средней температуры переопределяются по распределенным классам.

Окружающая среда. В дополнение к критериям климата и орографии в качестве экологических альтернатив выбираются несколько влияющих переменных, включая дороги, реки, землепользование, районы застройки, охраняемые территории и аэропорты. Некоторые организации предпочитают устанавливать электростанции недалеко от городских районов из-за высокого спроса на электроэнергию, а также снижения связанных с этих затрат на ее передачу. Однако размещение солнечных электростанций рядом с городскими районами может препятствовать росту городов [106].

Экономические факторы, такие как расстояние от дорог и линий электропередач, могут повлиять на стоимость строительства солнечной электростанции. Более вероятно, что проекты будут успешными, если они находятся на доступном расстоянии от энергосистемы [107]. Точно так же, если уклон земли менее 3% и подходит для установки солнечных панелей, это может быть наиболее рентабельным, т.к., например, сокращается количество дополнительных дорог, которые необходимо построить. Также имеется широкий диапазон значений наклона. Некоторые из этих значений могут увеличить стоимость строительства.

В связи с тем, что в некоторых областях, таких как экологически охраняемые районы, дороги, реки, аэропорты и линии электропередачи, нет возможности установки солнечной электростанции, эти области исключены из карты определения солнечного потенциала [108].

Многокритериальный процесс принятия решений и аналитическая иерархия. Аналитический иерархический процесс (АИП) основан на математике и

психологии. Первоначально он был введен в структуру научных исследований в 1980 году [109]. АИП охватывает множество аспектов процесса в проведении сравнения и решении сложных проблем. Первым шагом в методе АИП является оценка критериев, которые позволяют проводить точное сравнение и принимать правильные решения для предоставления субъективных суждений. В процессе АИП процедура принятия решений разбивается на иерархию целей, критериев и альтернатив соответственно. Структура этого подхода иллюстрируется на рис. 2.3.



Рисунок 2.3 – Структура многокритериального подхода к принятию решений о строительстве солнечных электростанций

Описание генерации солнечной энергии. В целом, методы расчета солнечной энергии были классифицированы в соответствии с оценками теоретического, технического и экономического потенциала. В принципе, теоретический потенциал может быть определен как общая годовая солнечная радиация в подходящей зоне для установки крупных солнечных электростанций (за пределами застроенной территории). На основе инструментов ГИС и метода АИП, путем извлечения ограничительной области из карты солнечного излучения, получается теоретический солнечный потенциал.

В этом случае считается, что солнечные лучи ГГО - глобального горизонтального облучения (GHI) и ДГО - диффузного горизонтального излучения (DNI), оценивают предлагаемую площадь для установки фотоэлектрической станции и электростанции КСЭ (CSP) соответственно. С точки зрения технического потенциала, производство солнечной энергии оценивается с учетом теоретического потенциала и технологий использования солнечной энергии [108].

Метод оценки экономического потенциала позволяет оценить стоимость всей технической солнечной энергии по сравнению с обычными источниками электроэнергии. Общий объем первоначальных расходов, включая расходы на строительство, техническое обслуживание и солнечные технологии, считается постоянным. В данном исследовании этот вопрос был рассмотрен с точки зрения теоретического и технического потенциала мощности фотоэлектрических и CSP систем.

Результаты и обсуждение. Обработав комбинацию инструментов ГИС и АИП, можно определить подходящую землю для логического расположения солнечных электростанций. Чтобы рассчитать индекс пригодности, вычисляется матрица парного сравнения, полученная методом АИП и определяются весовые коэффициенты и альтернативы для оценки наиболее подходящего места для выработки электрической энергии с помощью фотоэлектрических систем и систем КСЭ CSP. Основные критерии разделены на четыре категории, включая топографию, климат, экономику и окружающую среду. Как уже говорилось, климат был определен как наиболее важный критерий. Топография стоит на следующем

этапе, который чрезвычайно зависит от ориентации на юг и рельефа местности [108].

Непригодная территория показала, что ограничительные факторы, относящиеся к дорогам, рекам, линиям электропередач, аэропортам, территории застройки и охраняемой территории, не были учтены в расчетах земельного потенциала. Результаты демонстрируют высокий потенциал фотоэлектрической мощности по сравнению с мощностью CSP.

Конечные результаты были отсортированы по шести отдельным категориям для Таджикистана и представлены в ПРИЛОЖЕНИИ - Б:

- Карта потенциала солнечной фотоэлектрической мощности;
- Карта глобального солнечного излучения для оптимального угла наклона модулей;
- Карта нормального прямого солнечного излучения;
- Карта диффузного горизонтального излучения;
- Карта температур в солнечную погоду (2 м над уровнем земли);
- Карта солнечного оптимального наклона фотоэлектрических модулей для максимальной выработки электроэнергии.

Потенциал фотоэлектрической мощности PVOUT. Карта потенциала фотоэлектрической мощности (рис. П.Б.1), отражает информацию о рассчитываемом потенциале солнечной фотоэлектрической (PV) энергии.

Карта PVOUT представляет собой долгосрочное среднее значение годового дневного потенциала выработки электроэнергии от фотоэлектрической (PV) установки с пиковой мощностью в 1 кВт. Конфигурация системы PV состоит из наземных, свободно стоящих структур с кристаллическими кремниевыми модулями PV, установленными в фиксированном положении к экватору с оптимальным наклоном для того, чтобы увеличить ежегодную выработку энергии.

В этом случае предполагается использование высокоэффективных инверторов. Расчет солнечной энергии основан на данных SolarGIS высокого разрешения и программном обеспечении моделирования PV.

Модель учитывает солнечную радиацию, температуру воздуха и рельеф местности, моделирует преобразование энергии и потери в солнечных модулях и других компонентах фотоэлектрической электростанции.

Кумулятивный эффект других потерь из-за грязи, снега и льда на фотоэлектрических модулях, а также потерь от кабелей, инверторов и трансформаторов составляет 9%. Возможность размещения электростанции считается 100%. Влияние рельефа на пространственное разрешение составляет до 250 метров [92-93].

Глобальное горизонтальное облучение (GHI). Глобальная горизонтальная освещенность (GHI) - это общее количество коротковолнового излучения, принимаемого сверху горизонтальной земной поверхностью. Это значение представляет особый интерес для фотоэлектрических установок и включает как прямую нормальную освещенность (DNI), так и диффузную горизонтальную освещенность (DHI). Глобальный горизонтальный (GHI) = прямой нормальный (DNI) $\times \cos(\theta)$ + диффузный горизонтальный (DHI).

Глобальное горизонтальное облучение (GHI), является наиболее важным параметром для расчета энергетического выхода и оценки эффективности фотоэлектрических (PV) технологий с плоскими солнечными модулями.

Карта солнечных ресурсов Таджикистана (рис. П.Б.2) показывает общую информацию о предполагаемой солнечной энергии, которая доступна как для выработки электроэнергии, так и для других энергетических применений.

Она представляет собой долгосрочное среднее значение годовой суточной суммы глобального горизонтального облучения (GHI).

Базовые данные о солнечных ресурсах рассчитываются по модели SolarGIS на основе атмосферных и спутниковых данных с шагом 10, 15 или 30 минут (в зависимости от региона). Эффекты местности учитываются при номинальном пространственном разрешении 250 м. Существует некоторая неопределенность в ежегодной оценке GHI в результате ограниченного потенциала для подтверждения региональной модели из-за отсутствия высококачественных данных наземных измерений, которые, по оценкам [110,111], могут быть от 3% до 10%.

Прямое нормальное облучение (DNI). Это количество солнечного излучения, которое поступает на единицу площади поверхности, находящейся перпендикулярно (или нормально) к лучам, идущим по прямой линии от направления Солнца в его текущем положении в небе.

Как правило, можно максимизировать количество излучения, ежегодно получаемого поверхностью, поддерживая его нормальным для входящего излучения. Это представляет особый интерес с точки зрения концентрации солнечных лучей на тепловых установках и установках, отслеживающих положение Солнца [112]. Прямое нормальное облучение, является наиболее важным параметром для расчета выхода энергии и оценки эффективности технологий концентрирования солнечной энергии (CSP) и солнечной фотоэлектрической технологии (GHI).

DNI также важен для расчета глобального облучения, получаемого наклонными или отслеживающими солнечное поступление фотоэлектрическими модулями. Сводная информация о прямом нормальном излучении на территории Таджикистана представлена на карте (рис. П.Б.3) [112,113].

Диффузное горизонтальное излучение (DHI). Диффузное горизонтальное излучение - это количество излучения, поступающего на единицу площади поверхности (не подверженной воздействию тени), которая не попадает на прямой путь от Солнца, но рассеивается молекулами и частицами в атмосфере и приходит одинаково со всех сторон [112]. Горизонтальное преобразование диффузной освещенности в плоскость является более сложным, чем для лучевой освещенности. Это компонент глобальной горизонтальной освещенности, которая исходит не от луча солнца (где «луч» - это поле зрения с углом обзора 5°, концентрическое вокруг Солнца). Как и глобальная горизонтальная освещенность, DHI обычно измеряется пиранометром. Значение DHI для Таджикистана показано на рисунке приложения Б.4.

Карты (рис. П.Б.5-П.Б.6) также важны для принятия решения о целесообразности строительства солнечных электростанций на территории Таджикистана.

Выводы по второй главе

По результатам теоретического исследования потенциала солнечной энергии и климатических условия Таджикистана сделаны следующие выводы:

1. На основе новых технологий и использования открытых источников SolarGIS, Global Solar Atlas, в данной главе работы построены карты потенциала фотоэлектрической мощности (PVOUT), карта глобального горизонтального излучения (GHI), карта прямого нормального излучения (DNI) и карта оптимального угла установки солнечных модулей.

2. Все представленные карты отражают необходимую информацию и данные о солнечном потенциале для всей территории Таджикистана, что очень важно для развития солнечной энергетики страны.

3. В городах, на которые приходится большая часть потенциала солнечной энергии, строительство солнечной электростанции является целесообразным, в первую очередь, для электроснабжения отдаленных объектов.

4. Республика Таджикистан, с ее хорошими климатическими условиями и солнечным потенциалом, может активно развивать гелиоэнергетику, а с учетом повышения цен на электроэнергию, дефицита электроэнергии в зимнее время, отсутствия централизованного электроснабжения в сельских районах, этот вопрос становится все более актуальным и перспективным.

5. Полученные данные и карты создают необходимую базу знаний для директивных органов, правительства, финансистов, энергетиков и проектировщиков при разработке проектов.

6. Один и тот же тип данных по солнечной энергии, метео-и фотоэлектрической энергии может быть дополнительно использован в солнечном мониторинге, оценке эффективности, прогнозировании и разработке стратегии развития энергетики Республики.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Исследование снижения эффективности работы солнечных модулей при перегреве их поверхности

Процесс генерирования электроэнергии фотоэлектрическим модулем при попадании на него солнечного света во многом зависит от баланса тепла, определяемого количеством, вырабатываемым модулем и уходящим в окружающую среду [189-190]. Баланс тепла устанавливается посредством теплопроводности, излучения и конвекции (рис. 3.1). Рабочая температура фотоэлектрического модуля - это равновесие между теплотой, выделяемой фотоэлектрическим модулем, и теплопотери в окружающую среду. Существует (рис. 3.1.) три основных механизма потери тепла: теплопроводность, конвекция и излучение. При дисбалансе тепла наступает перегрев поверхности солнечного модуля, что снижает генерацию энергии и приводит к сокращению срока службы в результате деградации модулей.



Рисунок 3.1 – Теплообмен в солнечном модуле [189]

3.1.1. Деградация солнечных модулей

Экономические затраты, связанные со строительством ФЭС, подразумевают бесперебойное обеспечение потребителей электрической энергией с запланированными показателями. Снижение эффективности, выход из строя панелей, генерирующих солнечную энергию ведут к серьезным финансовым потерям инвесторов и энергетических компаний.

Потеря эффективности, а именно деградация фотоэлектрического модуля при эксплуатации - Potential induced degradation (PID), является одной из самых серьезных проблем современной солнечной энергетики. Снижение эффективности не только снижает срок службы модуля, но и увеличивает стоимость единицы электрической энергии, вырабатываемой электростанцией. Независимо от того, обратима деградация или необратима, она представляет собой серьезную проблему, которую требуется решать.

Повышенная температура приводит к более быстрой деградации из-за увеличенного тока утечки. Перепады температур в дневное и ночное время увеличивают вероятность попадания влаги, что также отрицательно сказывается на работе модуля.

3.1.2. Влияние различных факторов на работу солнечных модулей

Повышение температуры окружающей среды оказывает значительное влияние на максимальную выходную мощность всей солнечной батареи. Чем горячее панель, тем меньше энергии она генерирует. Кроме температуры окружающей среды на работу СМ оказывает влияние температурный коэффициент мощности (ТКМ) и тип установки. Рассмотрим подробнее влияние каждого из факторов [127].

Температурный коэффициент мощности. При повышении температуры на передней поверхности модуля падение напряжения становится больше, чем увеличение тока. Поэтому мощность модуля, как произведение этих величин уменьшается и модуль работает с меньшей эффективностью.

Температурный коэффициент мощности показывает, на сколько процентов снизится мощность устройства при повышении температуры на каждый градус относительно ее стандартного значения, равного 25 градусов [127].

Зависимость выходной мощности солнечного элемента P от температуры определяется:

$$P = P_0 (1 + \beta \cdot \Delta T) \quad (3.1)$$

где P_0 – мощность фотоэлемента при стандартной температуре 25°C, Вт; β – температурный коэффициент мощности, %/°C; ΔT – повышение температуры фотоэлемента, °C.

Значения ТКМ указываются производителями модулей, которые они получают в ходе тестирования. Это означает, что, например, для модели с ТКМ = 0,4, с каждым повышением температуры по отношению к стандартной, выход мощности снижается на 0,4%. Тогда, при 40-градусной жаре мощность модуля может снизиться до 7%.

Во многих случаях солнечный элемент может нагреваться до 65° C, в результате чего модуль становится менее эффективным и, следовательно, вырабатывает меньше энергии. Если бы панель с температурным коэффициентом -0,4%/°C достигла экстремальной температуры 65° C, это привело бы к снижению производительности на 26% (-0,4%×65). Однако здесь задействовано больше переменных, чем просто значение коэффициента, и уравнение немного сложнее [127]. В зависимости от типа применяемых кремниевых материалов ТКМ имеет значение от 0,2%/°C (для аморфных тонкопленочных элементов) до 0,5%/°C (для поликристаллических) [127]. Чем меньше значение температурного коэффициента, тем более устойчива солнечная панель к повышенным температурам. Как видно из таблицы, ТКМ зависит от качества фотоэлектрических преобразователей (моно-, поли- или тонкопленочный тип модуля). Качество ФЭП определяет степень деградации панелей.

В таблице 3.1 приведены значения ТКМ для некоторых моделей солнечных элементов.

Таблица 3.1 – Значение температурного коэффициента мощности для некоторых моделей солнечных модулей

Модель	Производитель	Тип	КПД, %	ТКМ, %/°C
HIT VBHN325SJ47	Panasonic	монокристалл	19,7	-0,29
LR6-72PE- 360W PERC	Longi Solar	монокристалл	18,6	-0,38
PLM-260P-60	Perlight Solar	поликристалл	15,99	-0,45
TR660P-275W	Talesun	поликристалл	16,9	-0,4
SF165-S	Solar Frontier	тонкопленочный	13,44	-0,31

Из данных по эксплуатации СМ известно, что монокристаллические панели деградируют быстрее, чем поликристаллические и за год эксплуатации их мощность снижается на 3% в сравнении с 2% у поликристаллов. Обычно это происходит в первые годы эксплуатации, затем деградация составляет соответственно 0,71% и 0,67% [113,127]. Поэтому очень важно соблюдать условия эксплуатации солнечных энергоустановок, защищая их от перегрева.

Выбор места установки и типа солнечных модулей для эксплуатации. Тип солнечного модуля и его качество определяет температуру нагрева его поверхности. Все солнечные модули по качеству исполнения делятся на следующие категории (табл. 3.2). Панели хорошего качества могут работать в диапазоне температур -40 +90 °C.

Однако, после 15 лет эксплуатации выработка электроэнергии ими может снизиться на 10%, а после 20 лет – на 20% [114,127]. Для повышения надежности иногда используется прозрачная пленка EVA, которая размещается на передней стороне модуля между солнечными элементами и стеклом, защищает его от механических повреждений, снижая, тем самым деградацию модуля.

Качественная пленка может служить до 30 лет, при этом ее помутнение и старение может снижать мощность модуля до 25-30% [127].

Некачественная пленка уже через 3-5 лет начинает желтеть, разрушаться и отслаиваться, вызывая преждевременное старение модуля [127].

Таблица 3.2 – Качество фотоэлектрических преобразователей

Номер категории	Обозначение	Характеристика
I	Grad A	Самое высокое качество ФЭП, внешняя целостность, без сколов и микротрещин, высокий КПД и малая степень деградации.
II	Grad B	Качество хорошее, имеются изменения в цвете, отсутствие сколов и трещин, большая деградация и меньший срок эксплуатации.
III	Grad C	Наличие сколов и трещин, неоднородный цвет, низкий КПД и низкая стоимость.
V	Grad D	Самое низкое качество, структура неоднородна, с видимыми дефектами, небольшая надежность и малая стоимость.

Для изоляции обратной стороны панелей от загрязнений, влаги и механических повреждений используется другой тип пленки – ПЭТ, качество которой тоже может быть различным. При использовании качественной пленки влага, попадающая в результате диффузии внутрь модуля, выводится наружу при его нагревании. Если пленка некачественная, то часть не выведенной влаги остается внутри модуля, разрушает контакты и приводит к сокращению срока эксплуатации модуля [127].

От правильного выбора места установки СМ во многом зависит срок эксплуатации солнечных панелей. Если солнечные панели установлены на крыше, они испытывают гораздо более высокие температуры, чем текущая температура

окружающей среды. Кроме того, если это будет кровля здания темного цвета, то при ее быстром нагреве от солнца она начинает переизлучать тепло на солнечные панели. Материал крыши также оказывает влияние на температурный баланс модулей. Известно, что такие материалы как шифер, металлочерепица, битумная крыша нагреваются быстро и долго остывают [127].

Модули, которые закреплены параллельно крыше, практически не пропускают воздушный поток между крышей и панелью, являются наименее эффективными и испытывают наибольший рост температуры ($35\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Типичная установка в стойку допускает зазор более 150 мм между поверхностью крыши и панелью, что позволяет воздушному потоку оказывать охлаждающее воздействие на панель. Этот тип установки более эффективен, чем установка, закрепленная параллельно крыше, и обычно приводит к повышению температуры панели на $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тем не менее, лучший сценарий - это когда солнечная панель установлена на стойке в отдельно стоящей раме ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$). Каждый из этих типов установки влияет на температуру модуля и, следовательно, на его производительность [115,127].

Зная температурный коэффициент, тип солнечного модуля и способ его установки, в соответствии с (3.1) можно рассчитать снижение выходной мощности солнечного модуля.

Исходные данные для расчета:

- Температурный коэффициент мощности солнечного модуля $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$;
- Температура окружающей среды $T_{o.c.} = +28^{\circ}\text{C}$;
- Температура тестирования модуля (стандартная), $T_{ст} = +25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Добавочная температура места установки модуля $T_{доб} = +30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Суммарная температура солнечного модуля при установке его на крыше составляет $28 + 30 = 58\text{ }^{\circ}\text{C}$. Разница со стандартной температурой тестирования модуля производителем равна $58 - 25 = 33\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тогда с учетом температурного коэффициента падение мощности модуля составит $-0,4\% \times 33^0 = 13,2\%$. Однако, если при выборе типа модуля его

температурный коэффициент будет $-0,2\% \text{ } ^\circ\text{C}$, то потеря мощности составила бы только $6,6\%$.

3.2. Влияние повышенных температур на энергетические характеристики солнечных модулей

Электрические процессы, происходящие в солнечных элементах, как и в любом другом электронном оборудовании, подчиняются законам термодинамики.

Повышение температуры в солнечном элементе вызывает уменьшение ширины запрещенной зоны кремниевого материала, тогда ток насыщения будет увеличиваться, т.к., для образования электронно-дырочных пар требуется меньше энергии [127].

Это сопровождается незначительным увеличением тока короткого замыкания, при этом напряжение уменьшается, следовательно, выходная мощность также уменьшается. Мощностные характеристики солнечного модуля при значении солнечной радиации 1000 Вт/м^2 при увеличении температуры передней поверхности модуля на 25 и 50 градусов по сравнению со стандартной, равной 25°C ., показаны на рис. 3.2.

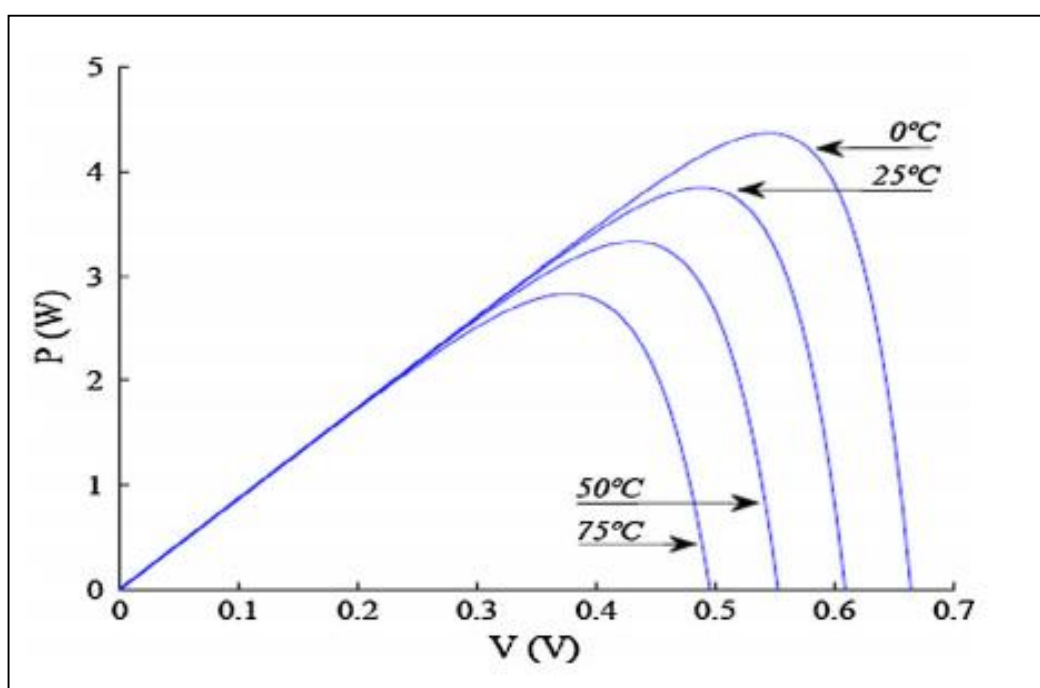


Рисунок 3.2 – Мощностная характеристики СМ [116].

В данной диссертационной работе исследования проводились с использованием фотоэлектрического модуля типа Delta SM 100-24M производства Delta battery [117]. Технические характеристики (табл. 3.3) модуля соответствуют стандартным условиям испытаний (STC) (25 °C, 1000 Вт/м²).

Таблица 3.3 – Технические характеристики фотоэлектрического модуля типа Delta SM 100-24M

№	Наименование параметров	Обозначение	Значение параметров
1	Пиковая электрическая мощность	P_{max}	100 Вт
2	Напряжение в точке максимальной мощности	U_{mp}	18,78 В
3	Ток в точке максимальной мощности	I_{mp}	5,34 А
4	Ток короткого замыкания	I_{sc}	5,70 А
5	Напряжение холостого хода	U_{oc}	22,64 В
6	Температурный коэффициент по току	K_I	0,040%/°C
7	Температурный коэффициент по напряжению	K_u	-0,380%/°C
8	КПД фотоэлектрического модуля	η	17,96%
9	Размер	ДхШхВ	1470х670х35 мм
10	Стандартные условия испытаний	(STC)	1000W / м²; AM 1,5; 25 +/- 2 °C
11	Количество солнечных элементов	(9х4)	36

На основании характеристик был проведен расчет для одного солнечного элемента (СЭ) модуля, схема замещения которого представлена на рис. 3.3.

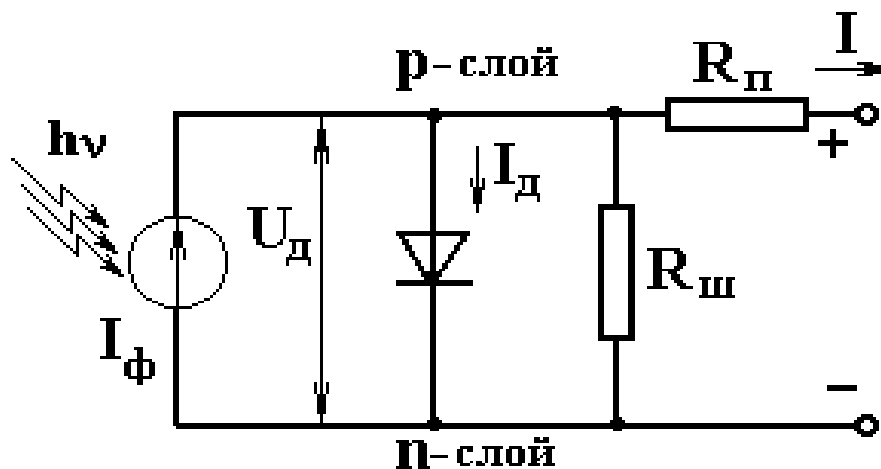


Рисунок 3.3 – Схема замещения солнечного элемента

На схеме рис. 3.3 показаны: I_Φ – фототок; R_Π – последовательное сопротивление солнечного элемента; R_Π – параллельное сопротивление солнечного элемента; I_d – прямой ток через p - n – переход (диод); U_d – напряжение на диоде. Значение тока I_Φ определяется характеристиками солнечного потока и оптическими параметрами материала солнечного элемента [127].

Напряжение СЭ изменяется по логарифмическому закону и зависит от фототока и от температуры и определяется по следующей формуле [118].

$$U_{CЭ} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_\Phi - I_{CЭ}}{I_d} \right) + 1, \quad \text{В} \quad (3.2)$$

где: $k=1,380649 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана; T – температура окружающей среды, К; $q=1,60217662 \cdot 10^{-19}$ Кл – заряд электрона; I_Φ – фототок, А; $I_{CЭ}$ – ток солнечного элемента, А; I_d – диодный ток, А.

Ток насыщения (диодный ток) солнечного элемента зависит от вида носителей электрических зарядов и их рекомбинации в элементах и равен наибольшему значению обратного тока СЭ.

Фототок солнечного элемента зависит от температуры и поступления солнечной радиации:

$$I_{\Phi} = (I_{\Phi.н} + K_i \cdot \Delta T) \frac{E}{E_H}, \quad \text{А} \quad (3.3)$$

где: $I_{\Phi.н}$ – фототок СЭ при температуре 25 °С и освещенности 1000 Вт/м²; K_i – температурный коэффициент по току, %/°С; $\Delta T = T_{o.c.} - T_H$ – разница температур окружающей среды и номинальной температуры 25 °С; E – текущая освещенность от солнца, Вт/м², $E_H = 1000$ Вт/м² – номинальная солнечная освещенность.

Ток насыщения I_D также зависит от температуры [119].

$$I_D = I_{D.н} \cdot \left(\frac{T_H}{T}\right) \cdot \exp \left[\frac{q \cdot \Delta W}{a \cdot K} \cdot \left(\frac{1}{T_H} - \frac{1}{T}\right) \right], \text{ А} \quad (3.4)$$

где – $\Delta W = 1,2$ – ширина запрещенной зоны СЭ, $a = 1,3$ – параметр согласования с реальными характеристиками солнечных элементов; $I_{D.н}$ – номинальный диодный ток, который определяется

$$I_{D.н} = \frac{I_{K.з.н.}}{\exp \left(\frac{U_{X.X.н.}}{a \cdot V_{T.н}} \right) - 1}, \text{ А} \quad (3.5)$$

где: $I_{K.з.н.}$, А и $U_{X.X.н.}$, В – соответственно ток короткого замыкания и напряжение холостого хода СЭ при стандартных условиях тестирования; $V_{T.н}$ – температурный потенциал СЭ:

$$V_{T.н} = \frac{n_s \cdot k \cdot T}{q}, \text{ } ^\circ\text{С} \quad (3.6)$$

где n_s – количество солнечных элементов, соединенных последовательно.

Для исследования работы солнечного модуля в условиях повышенных температур, нужно знать, как они влияют на вольт-амперные и мощностные характеристики модуля. Температурный коэффициент по напряжению K_u , в соответствие с табл. 3.1, равен -0,380%/°С. Этот коэффициент является отрицательным и имеет большое значение, т.к., 36 ячеек соединены последовательно. С другой стороны, температурный коэффициент по току K_I является положительным и небольшим - около 0,040%/°С. Поэтому, при практических расчетах допускается учитывать только изменение напряжения в зависимости от температуры [120].

Тогда для отдельного модуля, состоящего из n последовательно соединенных солнечных элементов, устанавливается значение $-0,380\%/^{\circ}\text{C}$. Важно отметить, что напряжение определяется рабочей температурой этих элементов, которая отличается от температуры окружающей среды [127].

Ток короткого замыкания I_{sc} солнечного модуля пропорционален освещенности и поэтому будет изменяться в течение дня. При этом напряжение от интенсивности излучения будет меняться по логарифмическому закону [127].

Работа солнечного модуля должна находиться как можно ближе к точке максимальной мощности. Важной особенностью характеристики модуля является то, что напряжение в точке максимальной мощности, U_{mp} не зависит от интенсивности излучения. Среднее значение этого напряжения в течение дня может быть оценено как $80\% U_{xx}$ при стандартных условиях освещения [127].

При построении вольт-амперной характеристики (ВАХ) солнечного модуля необходимо учитывать нормальную рабочую температуру солнечного элемента ($T_{нсэ}$), как температуру, когда модуль работает в следующих условиях в разомкнутой цепи [120]:

- солнечная инсоляция – 800 Вт/м^2 ;
- спектр излучения АМ 1,5;
- температура окружающей среды 20°C ;
- скорость ветра более 1 м .

Нормальная рабочая температура ячейки $T_{нсэ}$ обычно равна $42...46^{\circ}\text{C}$ и учитывается при определении температуры солнечного элемента $T_{сэ}$ во время работы модуля. Обычно предполагается, что разность между $T_{сэ}$ и температурой окружающей среды $T_{о.с.}$ линейно зависит от освещенности E [127].

Выходная мощность фотоэлектрического модуля также зависит от температуры и освещенности.

С учетом вышеприведенных условий и характеристик модуля определим вид ВАХ и мощностной характеристики при изменении (повышении), температуры окружающей среды.

1. Ток короткого замыкания при конкретном поступлении солнечной радиации местности.

$$I_{к.з.} = I_{sc} \cdot E, \quad A \quad (3.7)$$

где I_{sc} – значение тока короткого замыкания по характеристикам производителя, А; E – средняя освещенность (поступление солнечной радиации) для рассматриваемой местности, Вт/м².

Из выражения (3.7) следует, что $I_{к.з.}$ практически не зависит от температуры окружающей среды.

2. Температура солнечного элемента.

$$T_{сэ} = T_{о.с.} + \frac{E(T_{н.сэ}-20)}{0,8}, \quad ^\circ C \quad (3.8)$$

Где $T_{о.с.}$ – температура окружающей среды, $^\circ C$; $T_{н.сэ}$ – нормальная рабочая температура солнечного элемента, $^\circ C$; 20 – температура окружающей среды, соответствующая нормальной рабочей температуре СЭ, $^\circ C$; 0,8 – освещенность, при которой солнечный модуль работает в нормальных условиях, кВт/м² [127].

Температура солнечного элемента зависит как от температуры окружающей среды, так и от освещенности.

3. Напряжение холостого хода.

$$U_{х.х} = U_{о.с.} - [0,0023 \cdot T_{о.с.}(T_{сэ} - 25)], \quad B \quad (3.9)$$

Где $U_{о.с.}$ – значение напряжения холостого хода по характеристикам производителя, В; 25 – стандартная температура тестирования модуля, $^\circ C$.

Уравнение (3.9) показывает, что в процессе эксплуатации напряжение значительно зависит от температуры окружающей среды и нагрева солнечных элементов.

4. Максимальное (пиковое) значение выходной мощности с учетом $T_{о.с.}$ и E .

$$P_P = I_{к.з.} \cdot U_{х.х} \cdot F_{мм} \quad (3.10)$$

где $F_{мм}$ – точка максимальной мощности находится из предположения, что коэффициент заполнения модуля солнечными элементами не зависит от $T_{о.с.}$ и E .

$$F_{MM} = \frac{P_{max}}{U_{O.C.} \cdot I_{SC}} \quad (3.11)$$

где P_{MAX} – пиковая электрическая мощность по данным производителя, Вт. Как известно пиковая мощность любого солнечного модуля достигается при выполнении стандартной условия испытания STC.

Выражение (3.10) показывает, на сколько процентов от номинальной мощности будет работать солнечный модуль при изменении климатических условий и нагреве его поверхности.

3.3. Методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей с использованием термозащиты

Нами было предложено использование голографических структурированных пленок в качестве термозащиты и проведена серия экспериментов в условиях высоких температур местности [127].

Предлагаемая термозащита должна отражать инфракрасные лучи солнечного спектра, снижая тем самым температуру поверхности солнечного модуля.

С учетом данного фактора в соответствии с уравнениями (3.7-3.11) были рассчитаны энергетические характеристики солнечного модуля Delta SM 100-24M, при температуре окружающей среды 35, 45 и 55 градусов. Результаты расчета представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные данные для построения энергетических характеристик солнечного модуля

№	$T_{O.C.}, ^\circ C$	$T_{CЭ}, ^\circ C$	$U_{XX}, В$	$P_P, Вт$
1	35	58	19,99	70,18
2	45	68	18,2	63,9
3	55	78	15,94	55,79

Расчеты подтверждают, что повышение температуры негативно сказывается на выходной мощности солнечного модуля и может снизить ее значение до 50% и

более. На рис. 3.4 представлены ВАХ и на рис. 3.5 - мощностные характеристики солнечного модуля Delta SM 100-24М при стандартной температуре (25°C) и повышенных температурах с использованием термозащиты [127].

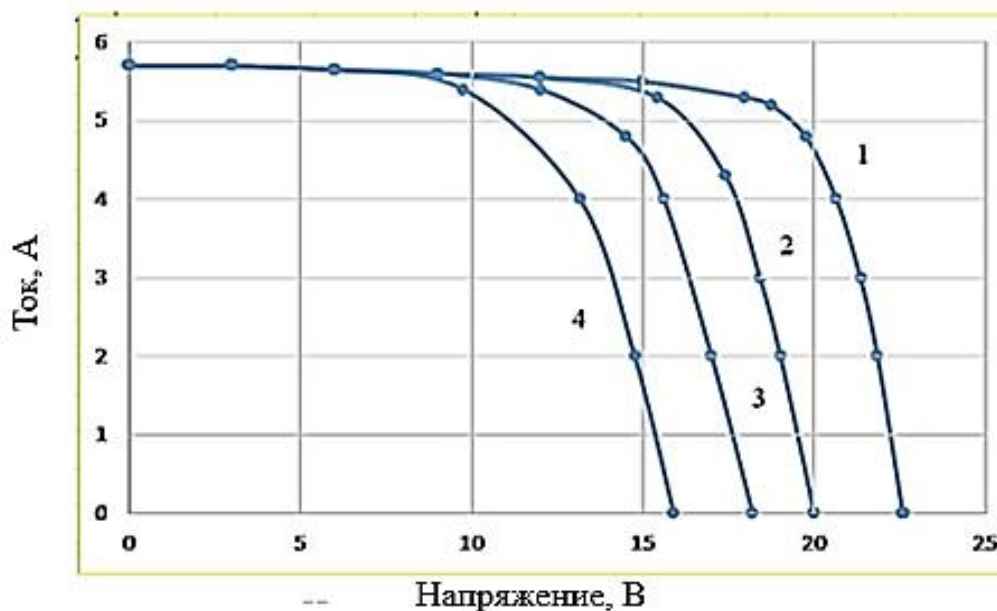


Рисунок 3.4 – Вольт-амперные характеристики солнечного модуля при различных температурах окружающей среды: 1- при стандартной (25°C); 2 – при температуре 35°C ; 3- при температуре 45°C ; 4- при температуре 55°C

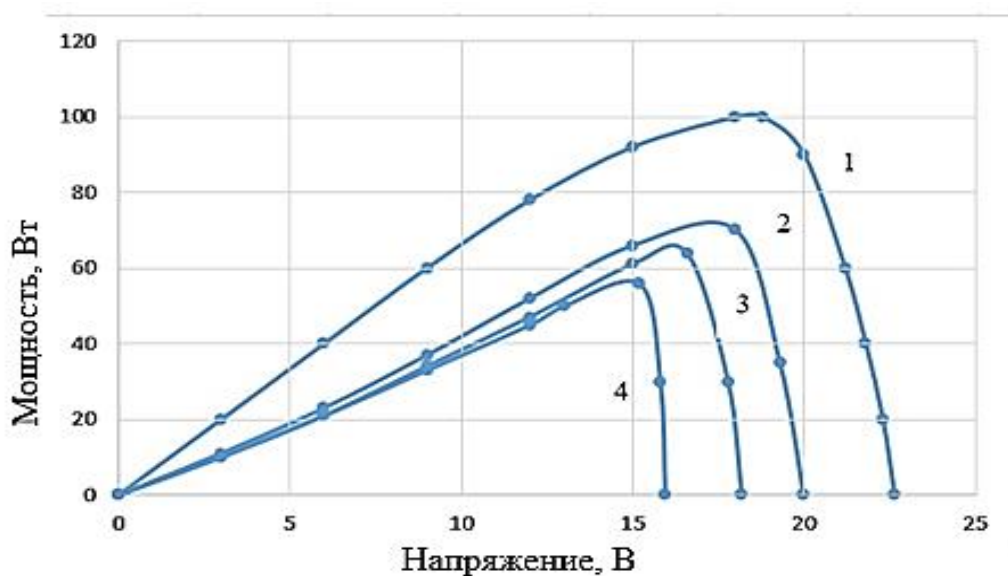


Рисунок 3.5 – Мощностные характеристики солнечного модуля: 1 – при стандартной температуре (25°C); 2 – при температуре 35°C ; 3 – при температуре 45°C ; 4 – при температуре 55°C .

Таким образом, характеристики солнечных модулей от завода-изготовителя отличаются от характеристик в реальных условиях эксплуатации. Для того, чтобы эта разница была минимальной и работы солнечного модуля была эффективной вблизи точки максимальной мощности, необходимо предусмотреть термозащиту поверхности модулей от перегрева. Термозащитная голографическая пленка имеет хорошие эксплуатационные характеристики и защищает модуль не только от перегрева, но и от механических повреждений [127].

Структурная схема определения энергетических характеристик с термозащитой в условиях эксплуатации будет выглядеть следующим образом (рис.3.6). В разработанной структурной схеме построения энергетических характеристик термозащита модуля представлена блоком ТЗМ. Она является дополнительным параметром, влияющим на температуру солнечного элемента, и ее применение определяется потребителем в зависимости от условий окружающей среды [127].

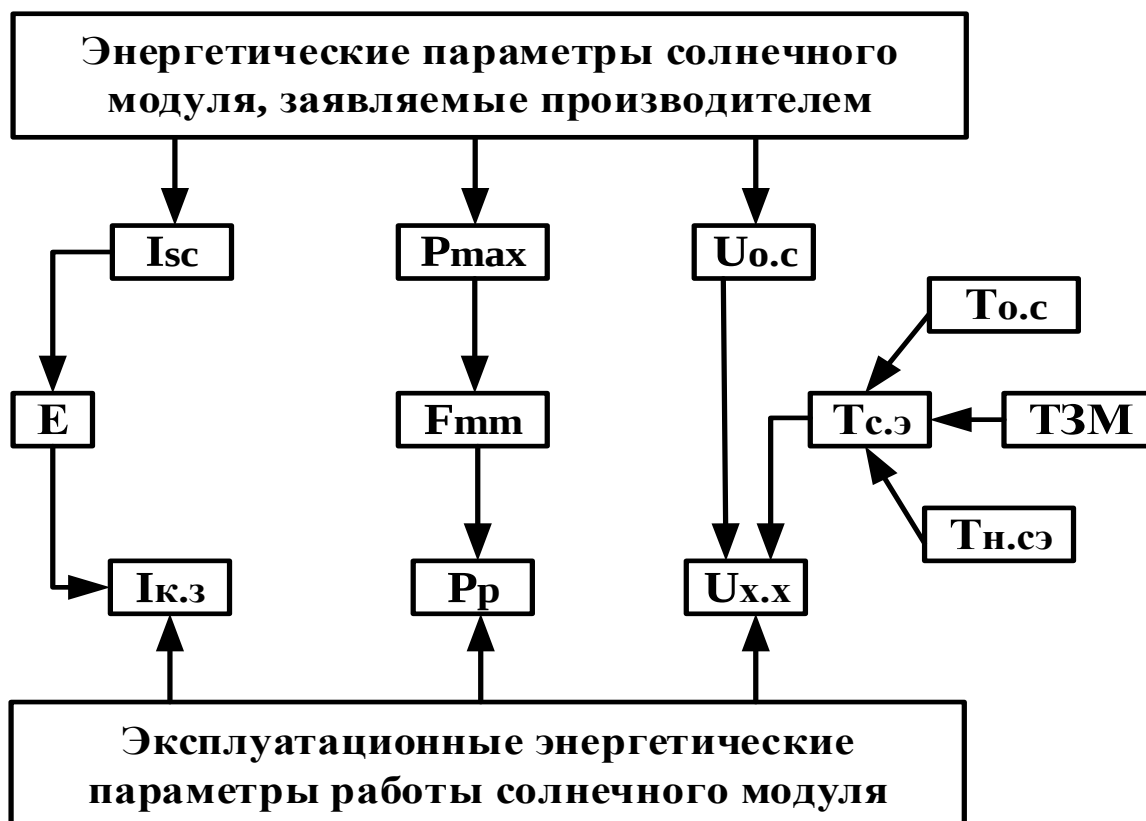


Рисунок 3.6 – Структурная схема определения энергетических параметров солнечного модуля

Для подтверждения теоретических предпосылок об эффективности использования термозащитной пленки были проведены исследования эффективности работы солнечных модулей с использованием голографических плёнок в лабораторных условиях на базе Южно-Уральского государственного университета.

3.4. Лабораторные экспериментальные исследования энергетических характеристик солнечных модулей

Как уже было сказано, увеличение температуры выше стандартной приводит к деградации модуля и преждевременному выводу его из рабочего состояния, поэтому защита рабочей поверхности модулей от высокой температуры (перегрева) является важнейшим фактором, который необходимо учитывать для получения высокой эффективности солнечных фотоэлектрических систем при их эксплуатации именно в условиях жаркого климата [191].

При увеличении температуры поверхности фотоэлектрического модуля на каждый градус, по сравнению со стандартной (STC, 25 °C) его эффективность (КПД) уменьшается на 0,45 % [121]. В результате повышения температуры лишь часть солнечной энергии поглощается полупроводниками для превращения в электрическую энергию, а остальная часть солнечной энергии превращаются в тепло, чтобы не нарушать закон сохранения энергии. Вследствие этого наблюдается потеря энергии в виде тепла, что приводит к снижению общей эффективности преобразования.

В основном рабочая температура солнечных модулей находится в диапазоне от 0 °C до 75 °C. Свойства модулей представляют собой соотношение между выходной мощностью и выходным напряжением, сохраняя постоянный солнечный свет и температуру модуля.

Для поддержания эффективности солнечных модулей в условиях повышенной температуры, многие ученые искали различные способы и технологии снижения температуры поверхности солнечных модулей [191]. Авторы работы [122] провели

анализ различных технологий охлаждения фотоэлектрических панелей в условиях жаркого климата. Результаты анализа авторов показали, что из многих рассмотренных методов, лишь несколько технологий было внедрено в эксплуатацию. Авторы [123], в своей работе уделили внимание рассмотрению методов пассивного охлаждения солнечных модулей путем воздушного и жидкостного конвекционного охлаждения, используемых в системах солнечных концентраторов.

Большинство рассмотренных методов и технологии для охлаждения или отвода тепла от поверхности модулей, как правило имеют сложные устройства и большие затраты. Предлагаемая нами идея направлена одновременно на решение проблемы перегрева поверхности фотоэлектрических модулей и повышения их производительности в жарких погодных условиях. Данный вопрос является актуальным для местностей, имеющих высокую солнечную инсоляцию и с дефицитом электроэнергии [191].

Для защиты солнечных модулей от перегрева при их эксплуатации в условиях повышенных температур, нами было предложено использовать голографическую плёнку со специальной внутренней структурой в качестве термозащитной технологии для защиты солнечных модулей от высокой температуры (перегрева) [191]. Широкое использование таких голографических плёнок известно в салонах автомобилей и в конструкциях зданий от попадания инфракрасных тепловых солнечных лучей. Разновидности плёнок, нанесенных на обычное оконное стекло, обеспечивает помещение комфортом и безопасностью [125,127,191].

По нашему мнению, голографическая плёнка, имеющая специальную структуру, может послужить эффективным и экономичным средством защиты фотоэлектрических модулей от перегрева, и, тем самым, увеличить срок службы модулей без снижения их эффективной работы. А специфические особенности голографических плёнок, как средства предотвращения перегрева, послужат дальнейшему технологическому развитию солнечной энергетики [191].

Для подтверждения предложенной методики и убеждения в функциональности голографической плёнки в лабораторных условиях, нами была

проведена серия экспериментов по изучению работоспособности солнечных модулей с использованием голографической тепловой защиты [191].

Описания эксперимента. Экспериментальные исследования с целью изучения основных характеристик фотоэлектрических модулей с использованием голографической плёнки, имевшей специальную структуру и ее влияния на снижение температуры поверхности модуля, были проведены в дневное солнечное время в лаборатории кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ. Известно, что любое затемнение солнечного модуля снижает его эффективность. Мы предположили, что прозрачная голографическая пленка с неоднородной внутренней структурой будет отражать инфракрасную (тепловую) составляющую спектра, тем самым уменьшая перегрев модуля и, в то же время, не приведет к ухудшению его энергетических свойств. Общий вид экспериментального стенда показан на рис. П.В.1. Характеристика использованных в эксперименте приборов представлена в таблице П.В.1, электрическая схема лабораторного стенда на рис. 3.7.

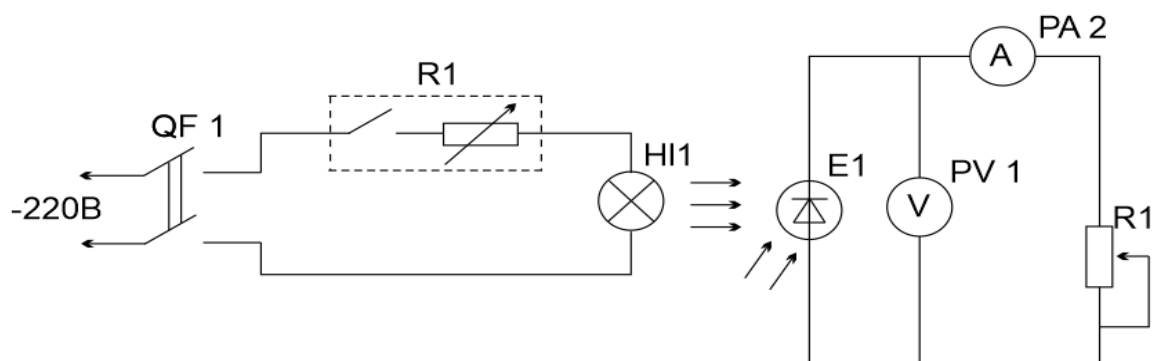


Рисунок 3.7 – Электрическая схема экспериментальной установки

Известно, что описание семейства вольт-амперных характеристик фотоэлектрического преобразователя имеет сложную зависимость от максимальной выходной мощности, которая, в свою очередь, зависит от сопротивления нагрузки и от различных значений освещенности [126], [127-132].

В данном эксперименте вольт-амперные характеристики определялась путем измерения тока и напряжения на выходе фотоэлектрического модуля при измерении сопротивления нагрузки для различных значений освещенности.

По результатам эксперимента были построены характеристики солнечного модуля с и без использования голографической плёнки (рис. 3.8 и 3.9).

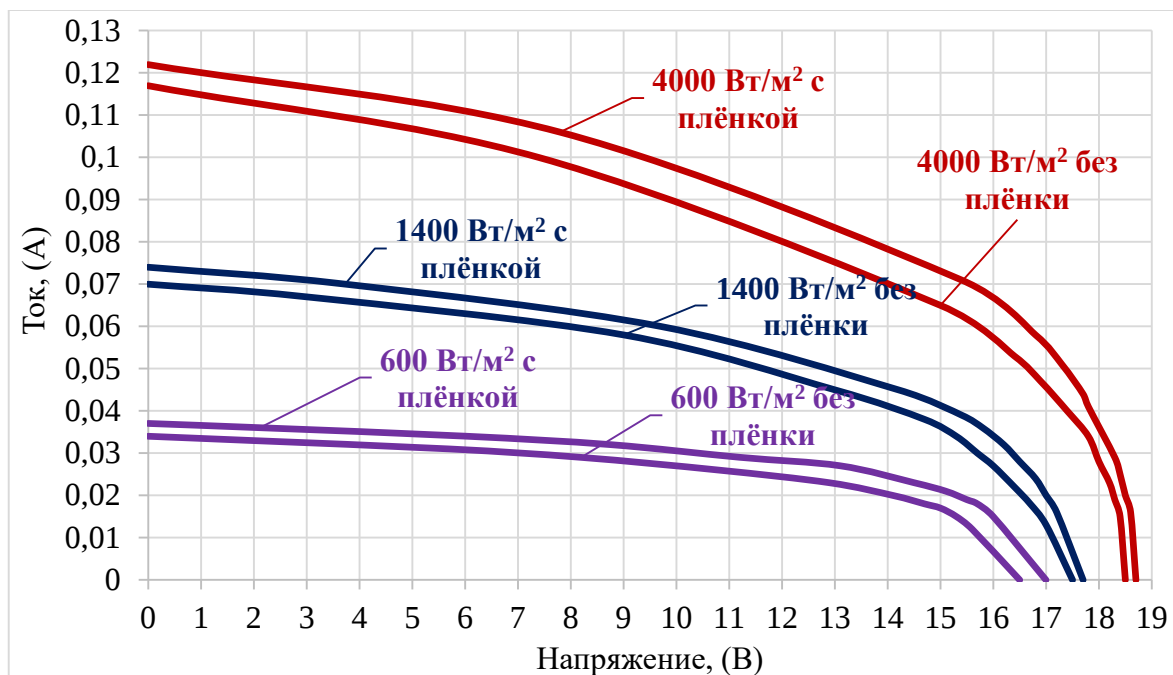


Рисунок 3.8 – Вольт-амперные характеристики исследуемого солнечного модуля при различной освещенности

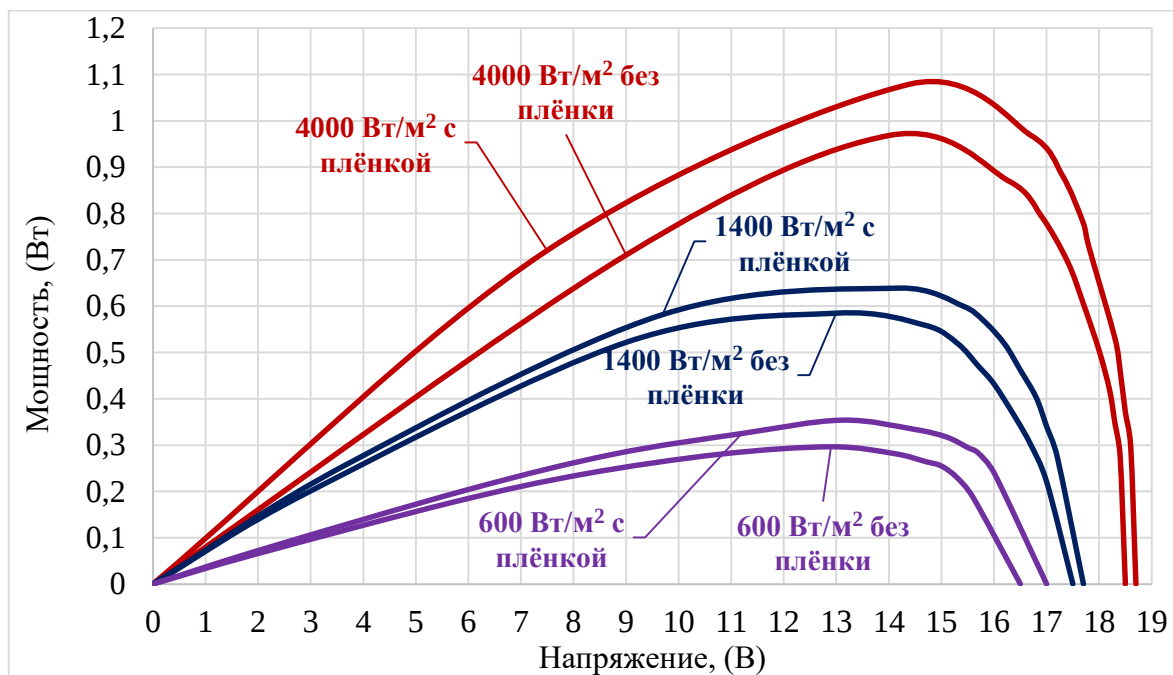


Рисунок 3.9 – Мощностные характеристики исследуемого солнечного модуля при различной освещенности

Из рисунков видно, что модуль с защитой плёнкой вырабатывает больше напряжение, чем модуль без плёнки. По результатам исследования были определены параметры режимов работы солнечного модуля, соответствующие точке максимальной мощности [191].

Построенные мощностные характеристики (рис.3.9), также показали адекватность и перспективность использования термозащитной голографической плёнки для солнечных модулей. Значения выработки тока, напряжения и мощности СМ, при разной освещённости приведены в таблице П.В.2.

Далее были проведены исследования работы солнечных модулей с использованием термозащитной плёнки и без нее и получены следующие зависимости: температура нагрева поверхности солнечного модуля от значения освещённости; генерируемая мощность СМ от значения освещенности; значения мощности СМ от угла наклона.

Освещенность поверхности солнечного модуля регулировалась мощностью искусственного источника света в диапазоне от 63 до 1990 Вт/м². Угол наклона модуля устанавливался от 0 до 90 градусов по отношению к прямым лучам света [191]. На основе измерения вольт-амперной характеристики определялась мощность солнечного модуля для режима работы, соответствующего точке максимальной мощности [191].

Поочередно проводились эксперименты с начала с использованием защитной плёнки, а затем без нее. Зависимость мощности СМ при различной освещенности приведены в табл. 3.5. и на рис. 3.10.

Таблица 3.5 – Зависимость мощности СМ от освещённости с использованием защитной плёнки и без нее

Е, Вт/м ²	63	265	503	800	860	1120	1630	1900	1970
Р _(с.пл) Вт	0.00171	0.07436	0.29348	0.62912	0.7004	0.9282	1.4112	1.53	1.54
Р _(без.пл) Вт	0.00162	0.0715	0.27993	0.6017	0.6834	0.8625	1.288	1.47	1.495

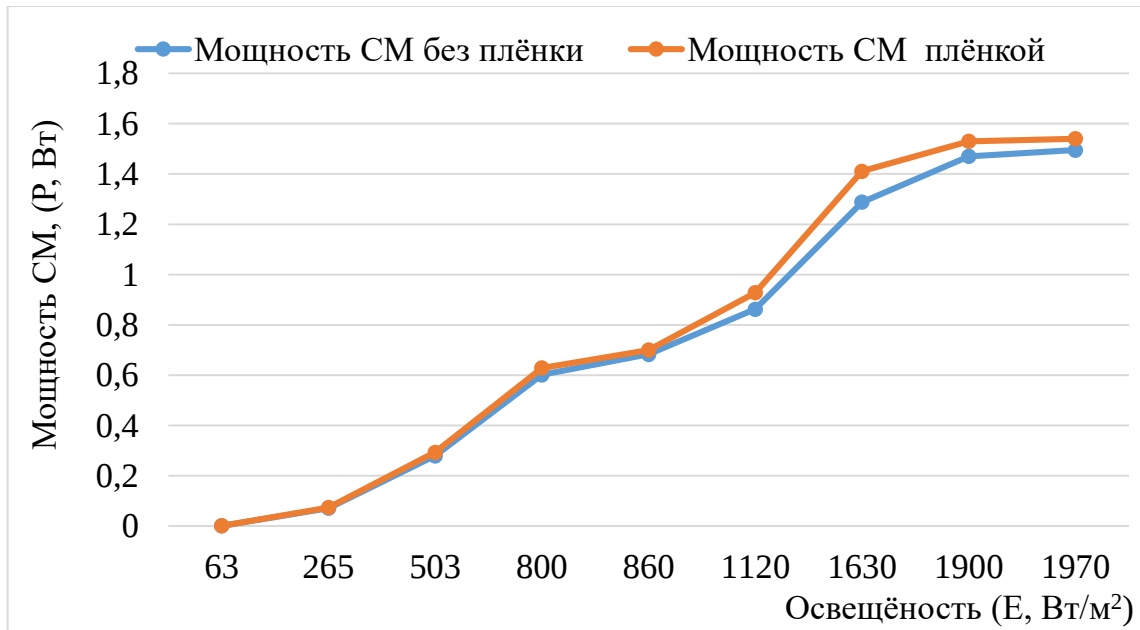


Рисунок 3.10 – Зависимость мощности солнечного модуля от освещённости с использованием защитной плёнки и без нее

Из графика видно, что при освещённости до 860 Вт/м², изменения в мощности модуля не наблюдается, тем не менее, при увеличении освещённости очевидная разница наблюдалась в мощности модулей, работающих с и без защитной плёнки [191].

Хотя эта разница не имеет большого значения, мы можем предположить, что наличие голографической плёнки не будет отрицательно влиять на производительность фотоэлектрического модуля, а наоборот, при повышении освещённости, приводит к ее увеличению.

Зависимость мощности солнечного модуля от угла его наклона приведена в табл. 3.6 и на рисунке 3.11.

Таблица 3.6 – Зависимость мощности СМ с и без пленки от угла наклона

Угол наклона (β , °)	0	10	20	30	40
$P_{\text{спл.}}$ (Вт)	1.5453	1.4504	1.188	0.8625	0.6048
$P_{\text{без.пл.}}$ (Вт)	1.4798	1.4162	1.2649	0.984	0.7314
Угол наклона (β , °)	50	60	70	80	90
$P_{\text{спл.}}$ (Вт)	0.378	0.19635	0.10426	0.039366	0.00425
$P_{\text{без.пл.}}$ (Вт)	0.51156	0.28724	0.12292	0.0308	0.0036

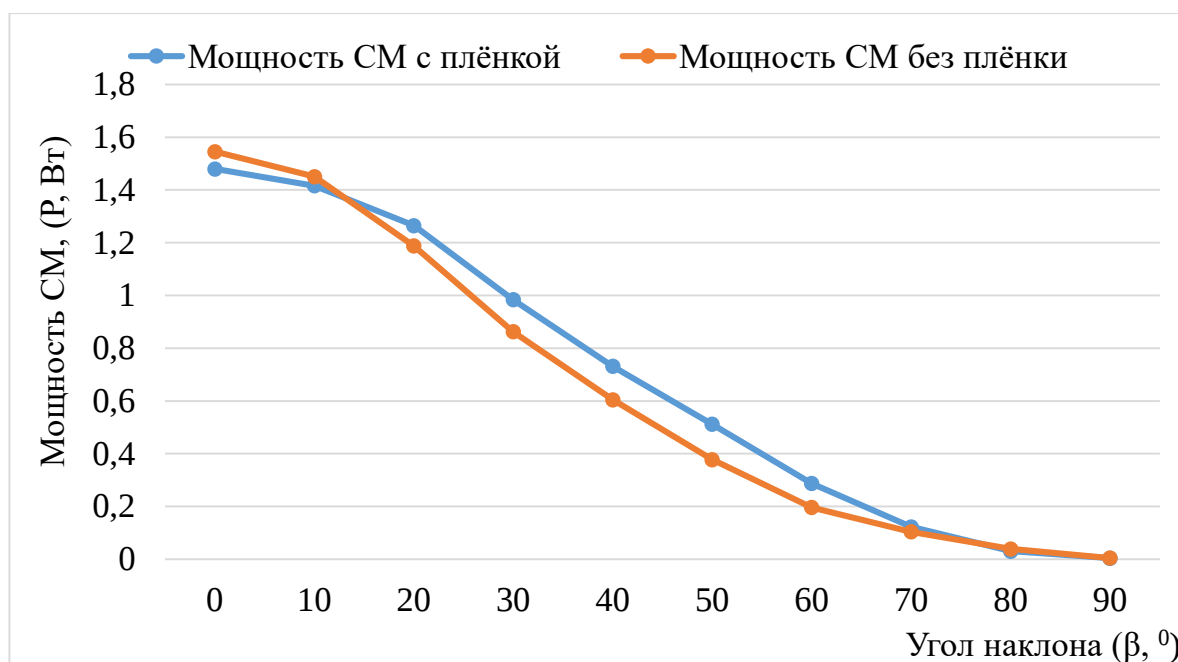


Рисунок 3.11 – Зависимость мощности солнечного модуля от угла наклона

Из графика зависимости видно, что мощность СМ с плёнкой в среднем на 0,15 Вт становился больше, чем мощность модуля без плёнки в диапазоне углов от 10 до 70 градусов [191].

Используемая голографическая термозащитная плёнка в солнечном модуле имеет свойства отражения инфракрасной составляющей электромагнитного спектра, то есть зависимость температуры нагрева поверхности модуля показала, что данная плёнка выполняет свои защитные функции от перегрева солнечного модуля [191].

На рис. 3.12-3.13 показаны полученные значения температуры нагрева передней и задней поверхности модуля с пленкой и без нее в зависимости от освещённости [191].

Как видно из полученных зависимостей, температура поверхности фотоэлектрического модуля с термозащитной пленкой немного ниже при увеличении освещённости по сравнению с открытой поверхностью, но даже небольшая разница может быть основанием для использования этих пленок для предотвращения перегрева модулей [191]. Также необходимо отметить, что температура продолжает немного подниматься даже при постоянном освещении.

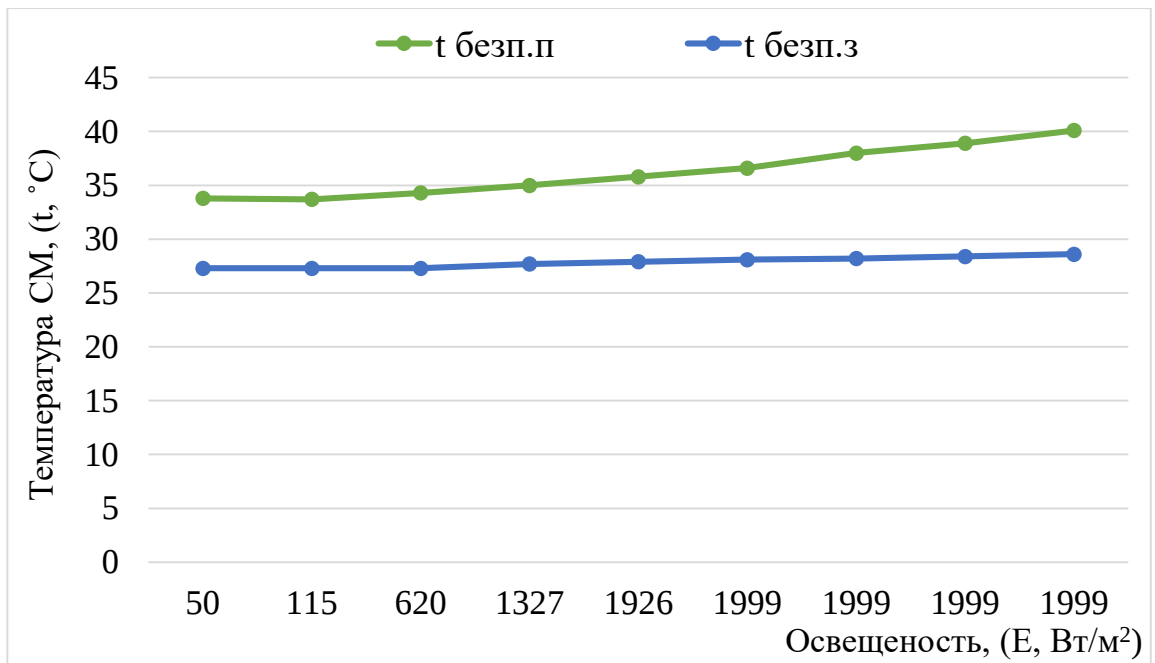


Рисунок 3.12 – Зависимость температуры передней и задней поверхности солнечного модуля от освещённости без пленки

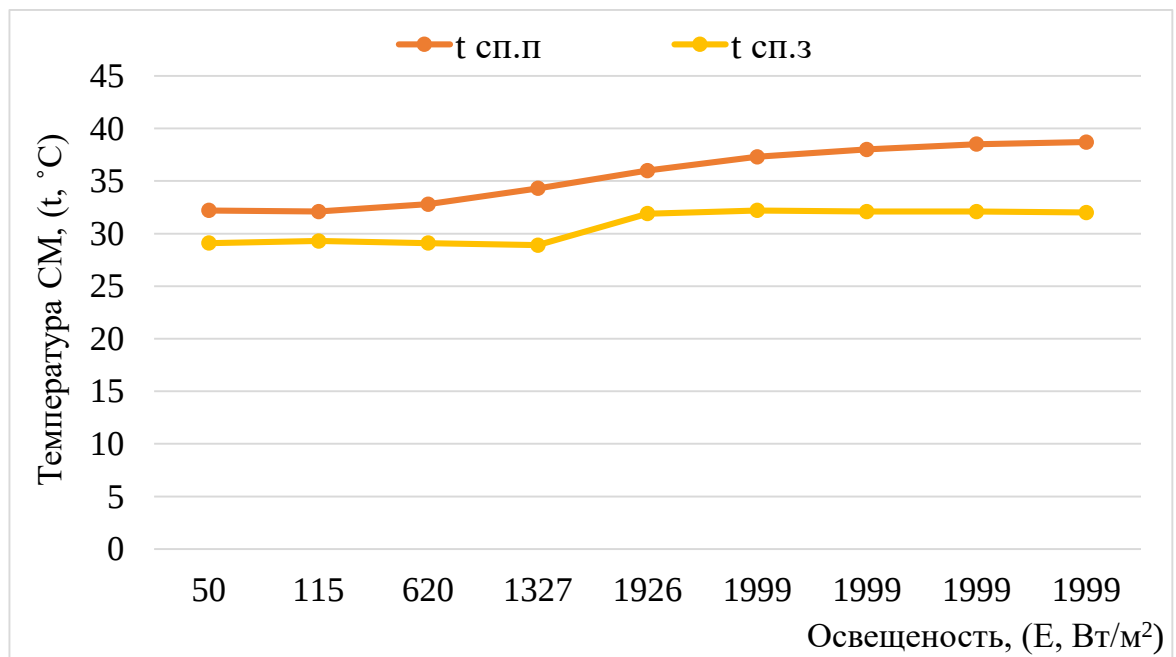


Рисунок 3.13 – Зависимость температуры передней и задней поверхности солнечного модуля от освещённости с плёнкой и без пленки

Среди различных методов эффективного использования фотоэлектрической энергии установка солнечных панелей под оптимальным углом наклона может

сыграть важную роль в повышении эффективности генерации фотоэлектрических блоков. Величина излучения, падающего на солнечные панели, зависит от двух важных факторов: направления и угла наклона панелей.

Оптимальный угол наклона панели зависит от положения солнца по отношению к земле. Он меняется ежедневно, ежемесячно и ежегодно. Кроме того, оптимальный угол зависит от местоположения. Поэтому очень важно поддерживать оптимальный угол наклона панели в течение всего года, чтобы обеспечить максимальное производство энергии [196].

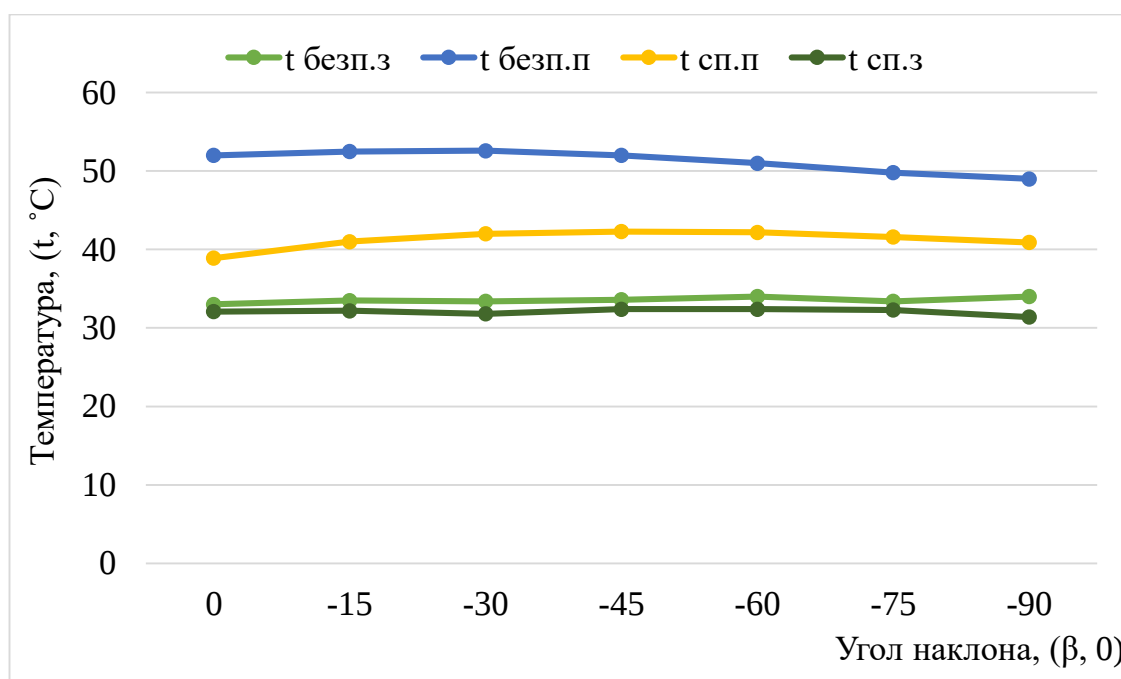


Рисунок 3.14 – Зависимость температуры на передней и задней поверхностях солнечного модуля от угла наклона с пленкой и без пленки

Зависимость температуры нагрева от угла наклона солнечного модуля, представленная на рис. 3.14 показывает, что разница в температурах двух поверхностей имеет большее значение, чем при изменении освещенности [191].

В то же время, температура на задней стороне СМ практически такая же, а на лицевых поверхностях, которые принимают солнечное излучение, составляет 10 градусов. Этот факт свидетельствует о том, что угол наклона солнечных модулей необходимо учитывать при установке на месте эксплуатации.

Выводы по третьей главе

1. Ток короткого замыкания солнечного элемента, который определяется поступлением солнечной радиации, практически не зависит от температуры окружающей среды, а напряжение холостого хода зависит от нее значительно, что может привести к снижению выходной мощности солнечного модуля до 50% и более.

2. Учет внешних факторов при построении ВАХ и мощностных характеристик показал, что они значительно отличаются от аналогичных характеристик завода-изготовителя. Для поддержания эффективности работы солнечного модуля вблизи точки максимальной мощности, необходимо предусмотреть термозащиту поверхности модуля.

3. Разработанная структурная схема расчета энергетических характеристик солнечных модулей в реальных условиях эксплуатации с использованием термозащиты позволяет учесть все параметры, влияющие на эксплуатационные параметры модулей и определить наиболее оптимальные условия их работы для максимального генерирования электроэнергии.

4. Использование структурированной голографической термозащитной плёнки на фотоэлектрических модулях позволяет снизить температуру на поверхности модуля, не снижая при этом его производительность при эксплуатации.

5. Полученные характеристики солнечного модуля в лабораторных условиях позволяют сделать выводы, что использование таких плёнок на крупных солнечных электростанциях может иметь значительное влияние на экономическую эффективность СЭС при выработке электроэнергии.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕРМОЗАЩИТЫ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ ОТ ПЕРЕГРЕВА

4.1. Анализ методов и технологий снижения перегрева поверхности солнечных модулей

Для снижения температуры поверхности солнечного модуля и охлаждения фотоэлектрических систем используются различные методы, например, жидкостные, на основе воздуха, на основе тепловых трубок, на основе материалов с фазовым переходом (PCM) и другие. Однако оптимальное решение зависит от применяемой фотоэлектрической технологии, типа и геометрии концентраторов, а также погодных условий, при которых система эксплуатируется [116].

В целом, системы охлаждения и отбора тепла солнечных батарей подразделяются на:

- Активные системы снижения температуры модуля;
- Пассивные системы снижения температуры модуля;
- Системы с использованием оптических фильтров.

Максимальная выходная мощность, напряжение холостого хода и ток короткого замыкания являются основными параметрами, на которые влияет изменение температуры фотоэлектрических элементов. Напряжение холостого хода и максимальная выходная мощность с ростом температуры снижаются, при этом ток короткого замыкания незначительно увеличивается [133,150].

Исследованием влияния температуры на характеристики монокристаллического кремния занимались авторы работы [134], которые подтвердили негативный эффект повышенных температур на напряжение и выходную мощность при положительном влиянии ее на ток короткого замыкания.

В работе [135] показано, что выходная мощность фотоэлектрической батареи и температура окружающей среды на объекте прямо пропорциональны. Выходная мощность, производимая фотоэлектрическими элементами, выше для интервала низких температур окружающей среды, чем для интервала высоких температур

окружающей среды. Экспериментальные исследования влияния температуры на поликристаллический солнечный модуль в жарком климате Малайзии описаны в [133]. Было замечено, что повышение температуры привело к снижению КПД и максимальной мощности. Авторы [136] экспериментально и численно исследовали влияние температуры ячейки на характеристики фотоэлектрической панели с постоянным значением освещенности. Результаты показали, что эффективность и выходная мощность с повышением температуры ячейки снижались и расположение фотоэлектрической панели относительно источника освещения, является важным фактором, который следует учитывать.

Температура ячейки оказывает значительное влияние на производительность и небольших фотоэлектрических элементов бытового использования. Поэтому в настоящем разделе работы было уделено внимание рассмотрению двух методов охлаждения (пассивное и активное охлаждение), их достоинства и недостатки при теплопередаче и повышении производительности фотоэлементов.

Воздушное охлаждение. Радиатор - это один из способов охлаждения, в котором для отвода тепла от фотоэлемента используется металл с высокой теплопроводностью. В работе [137] авторы численно исследовали снижение температуры фотоэлектрических панелей в ясный летний день, при использовании различных устройств теплоотвода воздуха с ребристыми стенками и пассивном охлаждении. Оказалось, что максимальная температура панели для угла наклона панели к горизонту в 45° была меньше, чем для угла 135° . Исследование показало, что максимальная мощность, вырабатываемая фотоэлектрической панелью в случае использования радиатора, была увеличена на 6,97 % и 7,55 % по сравнению с эталонным случаем для углов ребер 90° и 45° соответственно.

Результаты экспериментального исследования изменения рабочей температуры фотоэлектрического модуля с активной системой охлаждения и без нее, с целью оценки электрических характеристик фотоэлектрического модуля приведены в [138]. В эксперименте использовались два монокристаллических кремниевых солнечных модуля с пиковым КПД 13% при стандартных условиях (25°C , 1000 Вт/м^2). Один из модулей использовался в качестве эталона, а другой, из

алюминия, был установлен в нижней части фотоэлектрической панели в качестве радиатора, на котором был установлен бесщеточный вентилятор постоянного тока. Температура фотоэлектрического модуля с системой охлаждения и без нее была выше температуры окружающей среды на 30% и 70% соответственно.

Следовательно, и напряжение холостого хода (V_{oc}) фотоэлектрического модуля с системой охлаждения было немного выше, чем напряжение фотоэлектрического модуля без системы охлаждения.

Воздушные каналы. Активное охлаждение с использованием воздушных каналов, подключенных к задней части фотоэлектрической панели исследовалось в [139] и было сосредоточено на сравнении электрического КПД фотоэлектрических модулей с активным охлаждением и без него. В ходе исследования экспериментально и численно установлено влияние рабочей температуры на эффективность гибридной фотоэлектрической/тепловой солнечной системы. Было замечено, что при увеличении температуры солнечных элементов электрический КПД снижается, как при охлаждении, так и для случая без охлаждения, однако для случая охлаждения электрический КПД был выше. Кроме того, эксперименты показали, что существует линейная пропорциональная зависимость между температурой фотоэлектрической панели и облучением.

В работе [140] экспериментально исследована производительность солнечного коллектора PV/T с использованием принудительной или естественной циркуляции воздуха для отвода тепла. Воздушный канал был модифицирован двумя различными способами для увеличения передачи тепла от стенок канала к воздушному потоку.

Подобные исследования по экспериментальному определению характеристик фотоэлектрического/теплого воздушного коллектора были проведены в [141]. Панели были установлены на воздушном канале и на верхней части тонкого металлического (алюминиевого) листа. Исследование показало, что электрический КПД системы напрямую зависит от интенсивности солнечного излучения, температуры фотоэлементов и мощности, потребляемой вентиляторами. Электрический КПД в случае принудительной конвекции не всегда

увеличивался с увеличением количества вентиляторов, но оптимальное количество вентиляторов для обеспечения высокого электрического КПД было определено.

Водяное охлаждение. В нескольких исследованиях экспериментально определялись характеристики фотоэлектрических элементов с активным охлаждением водой. Так, авторы [142] экспериментально исследовали воздействие охлаждения водяным распылителем обеих сторон фотоэлектрической панели на эффективность фотоэлектрической панели в условиях наивысшего уровня солнечного облучения. Результаты были получены для трех различных случаев охлаждения: охлаждение передней стороны, охлаждение задней стороны и обе стороны вместе, и сравнивались с случаем без охлаждения.

Исследование показало, что водяное охлаждение оказывает соответствующий эффект на характеристики фотоэлектрической панели, и лучшим случаем было одновременное охлаждение фотоэлектрической панели с передней и задней сторон.

В работе [143] экспериментальные исследования характеристик фотоэлектрической панели с использованием метода водяного охлаждения проводились на имитаторе солнечной энергии, состоящем из двадцати галогенных ламп мощностью 500 Вт. В испытании использовались две монокристаллические фотоэлектрические панели мощностью 50 Вт. Для распыления воды использовался водяной насос, работающий на постоянном токе, который был подсоединен к передней поверхности одной панели, а другая панель использовалась в качестве базовой панели.

По результатам экспериментов было замечено, что рабочая температура фотоэлектрической панели с системой водяного охлаждения снизилась на 5–23 °С, а выходная мощность увеличилась на 9–22%.

Таким образом, водяное охлаждение - это один из способов повысить электрический КПД фотоэлектрической панели, однако требует дополнительных затрат на оборудование, водные ресурсы и др.

Теплообменник. Некоторые численные и экспериментальные исследования посвящены изучению производительности фотоэлементов, использующих активную охлаждающую воду с помощью теплообменника. Например, [144]

провели экспериментальное исследование повышения электрического КПД гибридной фотоэлектрической/тепловой системы с использованием техники водяного охлаждения. Механизм охлаждения состоял из теплообменника и семи водяных труб, прикрепленных к задней части фотоэлектрической панели.

Электрический КПД фотоэлектрической панели был улучшен при расходе воды 0,3 л/с по сравнению с другими случаями расхода.

В работах [145,146] экспериментально и численно изучали характеристики гибридной фотоэлектрической системы с водяным охлаждением. По данным [145] эффективность солнечных панелей с охлаждением прямоугольным теплообменником составила 13,07%, а для неохлаждаемых фотоэлементов - 7,82%.

Работа [146] проводилась для условий Дахрана, Саудовская Аравия, с целью изучения возможности повышения производительности фотоэлектрической панели в условиях жаркого климата. К задней части фотоэлементов был присоединен теплообменник. Гибридная фотоэлектрическая система с водяным охлаждением состояла из монокристаллического модуля мощностью 230 Вт, охлаждающая панель (теплообменник) была подключена к задней стороне этого модуля и изолированного резервуара для хранения охлаждающей воды.

Было обнаружено, что рабочая температура фотоэлектрической панели с водяным охлаждением заметно снизилась примерно до 20%, а повышение электрического КПД составило 9%.

Ребра охлаждения. Для охлаждения элементов электрических аппаратов применяются специальные устройства, имеющие ребрение. Так, в работе [147] авторы использовали алюминиевые ребра в сочетании с ватным фитилем в качестве пассивной системы охлаждения для поддержания температуры фотоэлектрической панели.

Система охлаждения состояла из трех алюминиевых пластин ($630 \times 100 \times 60$ мм) с ватным фитилем, прикрепленным к задней стороне фотоэлементов из кристаллического кремния. По результатам экспериментов было установлено, что максимальная температура фотоэлектрической панели снизилась на 12% за счет использования системы охлаждения, а выходная мощность увеличилась на 14%.

Такие же исследования проводились в [148], в которой теоретически была просчитана правильная длина ребер с целью определения увеличения мощности фотоэлектрической панели во время пассивного охлаждения материалом с фазовым переходом (PCM). Было отмечено, что на ребрах заметно снизилась температура фотоэлементов по сравнению с корпусом без ребер. Кроме того, длина ребер 25, 30 и 35 мм обеспечивает предпочтительное охлаждение фотоэлементов.

В другом исследовании [149] экспериментально определялось повышение производительности фотоэлементов с помощью ребер охлаждения в условиях естественной конвекции. В тесте использовались две фотоэлектрические панели мощностью 37 Вт, к одной из панелей к задней части были прикреплены 9 алюминиевых ребер.

Результаты экспериментов показали, что температура элемента для фотоэлектрической панели с охлаждающими ребрами была снижена на 4,2% по сравнению с панелью без ребер, а средняя выходная мощность увеличилась на 5,5% в случае фотоэлектрической панели с ребрами.

Проведенный анализ методов отвода тепла и снижения температуры поверхности солнечных модулей показал, что в большинстве случаев они бывают эффективными. Однако использование их повсеместно на солнечных электростанциях будет не рационально, т.к., это потребует дополнительных капитальных вложений для устройств отвода и использование такого ресурса, как вода.

4.2. Использование голографической пленки в качестве термозащиты поверхности солнечных модулей

В главе 3 приведены результаты экспериментальных исследований работы солнечного модуля в лабораторных условиях с использованием голографической пленки. Предварительные результаты показали, что использование такого простого способа защиты поверхности солнечного модуля может быть достаточно перспективным для солнечных электростанций, размещенных в жарких регионах мира.

4.2.1. Экспериментальные исследования голографической термозащиты в условиях повышенной температуры Республики Таджикистан

Летом 2019 года на территории Республики Таджикистан были проведены натурные экспериментальные исследования работы солнечных модулей и определение их энергетических характеристик с использованием термозащиты на базе голографической пленки.

Описание эксперимента. Цель натурных экспериментов - исследование влияния температуры окружающей среды на нагрев поверхности солнечного модуля и его энергетические характеристики. Место проведения эксперимента – Республика Таджикистан, г. Курган-Тюбе, время проведения – июль, который считается самым жарким месяцем данной местности [125]. Запись данных эксперимента производилась в течение трех дней с 8 часов утра до 18 часов вечера с интервалом в 1 час. Перечень приборов и оборудования, которое использовалось для исследования, приведен в табл. 4.1 и на рис. П.Г.1.

Таблица 4.1 – Приборы и оборудование, используемые в экспериментах

№	Наименование приборов	Модель	Кол./тво шт.
1	Монокристаллический солнечный модуль	Delta battery 24-100 MONO	2
2	Лампа накаливания	12V/45/40W	2
3	Цифровой мультиметр	CHY Victor VC890D	2
4	Голографическая плёнка	-	2 вида
5	Инфракрасный термометр с 2-точечным лазером	ScanTemp 490	1
6	Термометр с функцией измерения влажности воздуха	TH90	1

В эксперименте, для получения сравнительных характеристик, использовались два монокристаллических модуля одинаковой мощности и одного производителя. Модули устанавливались на земле под углом 45° и были

ориентированы на юг. На один из модулей поочередно наклеивалась голографическая пленка двух разных типов, другой модуль имел открытую поверхность для солнечных лучей. Мы предполагали, что пленка, имеющая свойства отражать инфракрасные лучи, будет выполнять функции защиты поверхности модуля от перегрева.

На основании данных центра инновационного развития науки и новых технологий Академии наук Республики Таджикистан, поступление солнечной радиации на момент проведения эксперимента составляло 820 Вт/м^2 [151].

Температура окружающего воздуха в точке расположения модулей была равна $+39^\circ\text{C}$ при скорости ветра 1 м/с . Общий вид экспериментальной установки показан на рисунке 4.1. Технические характеристики солнечных модулей, используемые в эксперименте приведены в таблице 3.3 третьей главы работы.

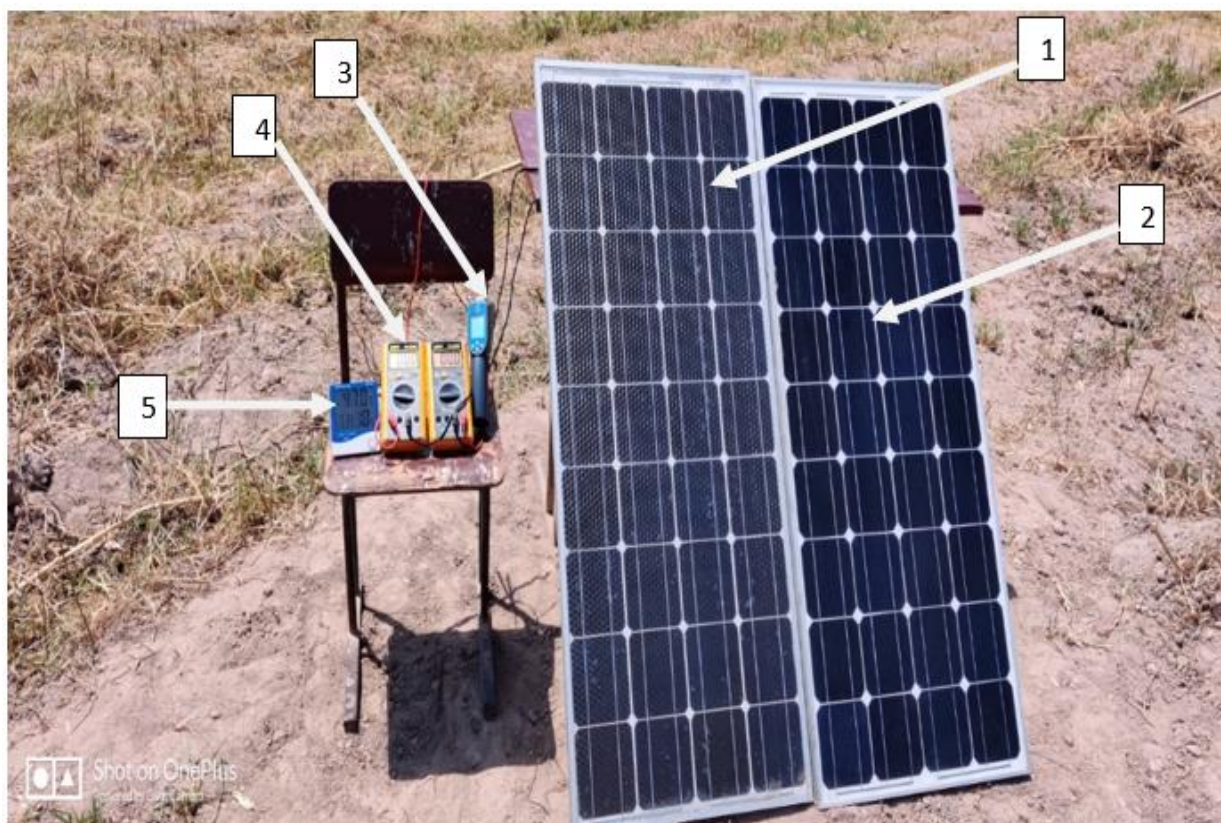


Рисунок 4.1 – Общий вид экспериментальной установки

В электрическую схему для проведения эксперимента (рис. 4.2) были включены:

- мультиметры цифровые типа CHY Victor VC890D для измерения тока и напряжения;
- термометр инфракрасный ScanTemp 490 (пирометр) с 2-точечным лазером с разрешением 0,1 °С.
- две лампы накаливания 12V/45/40W в качестве нагрузки, подключенные непосредственно к модулям.
- два фотоэлектрических модуля типа Delta SM 100-24M от китайского производителя DELTA BATTERY.

В период эксперимента фиксировались температура окружающей среды и влажность воздуха с помощью смартфона в режиме реального времени.

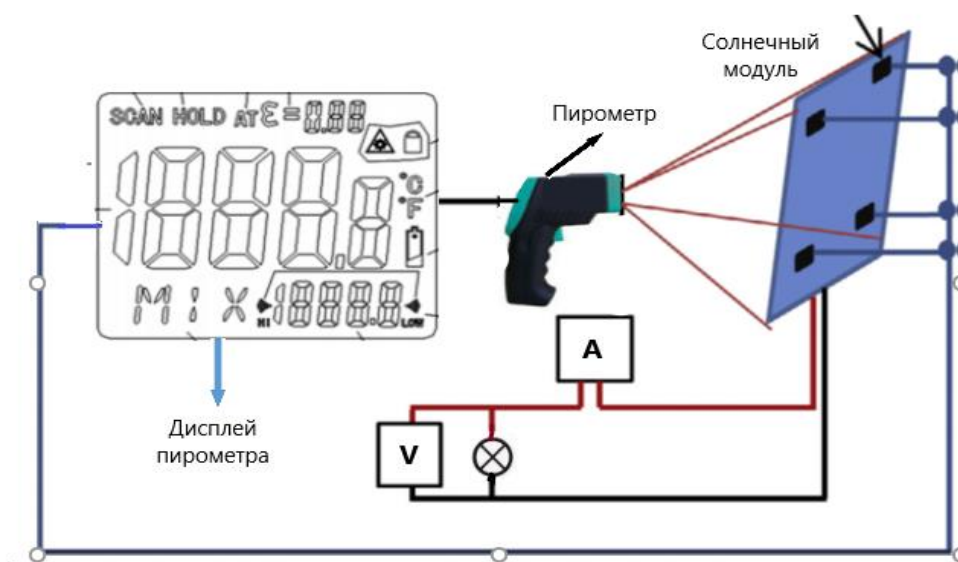


Рисунок 4.2 – Электрическая схема экспериментальной установки

Инфракрасные снимки поверхности модулей были получены с помощью пирометра и показывали разницу температур на поверхностях открытого и закрытого пленкой модулей, которая в среднем составляла 2-4 градуса (рис. 4.3.).

Эксперимент проводился в несколько повторностей, при этом каждый последующий результат повторял предыдущий. Технические характеристики инфракрасного термометра приведены в таблице П.Г.1.

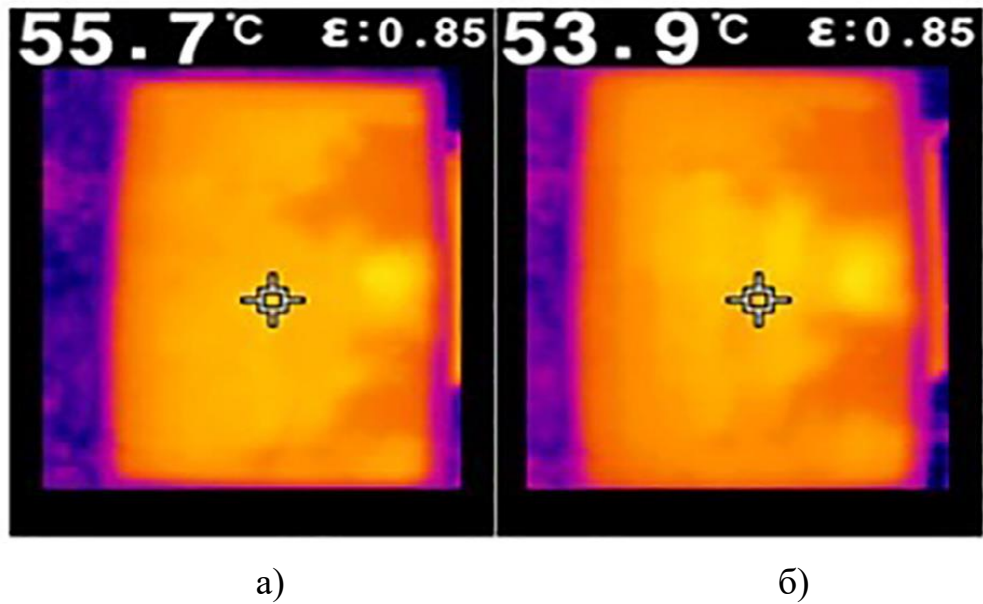


Рисунок 4.3 – Снимки поверхностей модулей, сделанные с помощью пиранометра: а) без пленки; б) с пленкой

На рис. 4.4-4.6 показаны изменения энергетических параметров (тока, напряжения, мощности) модулей без пленки и с пленкой в течение дня. И видно, что изменение значений тока и напряжения подчиняется закону поступления солнечной радиации на поверхность принимающей площадки, при этом и ток, и напряжение на модуле с пленкой выше, чем на модуле с открытой поверхностью.

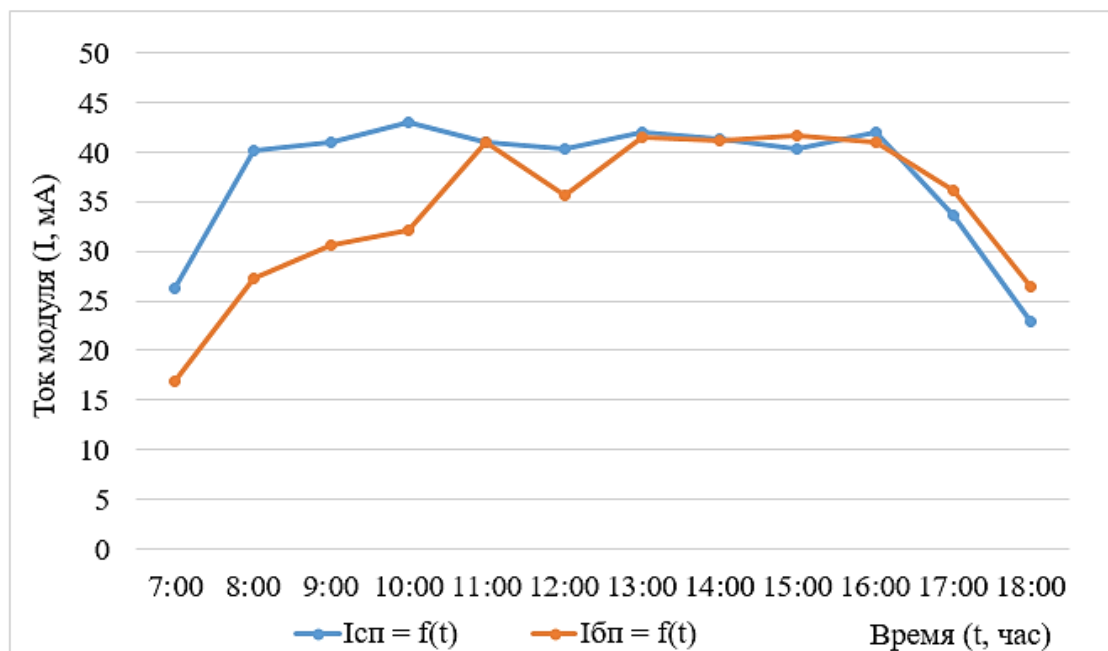


Рисунок 4.4 – Зависимости изменения тока солнечного модуля с использованием термозащитной плёнки и без нее в течение дня

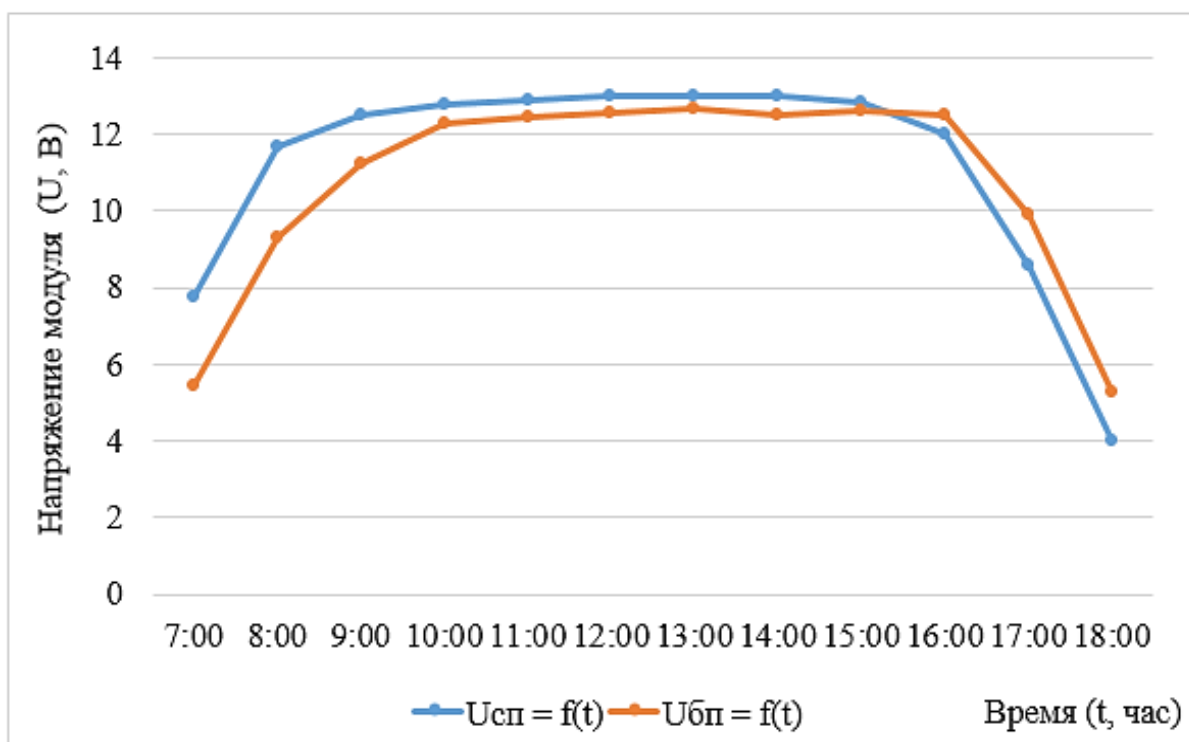


Рисунок 4.5 – Зависимости изменения напряжения солнечного модуля с использованием термозащитной плёнки и без нее в течение дня

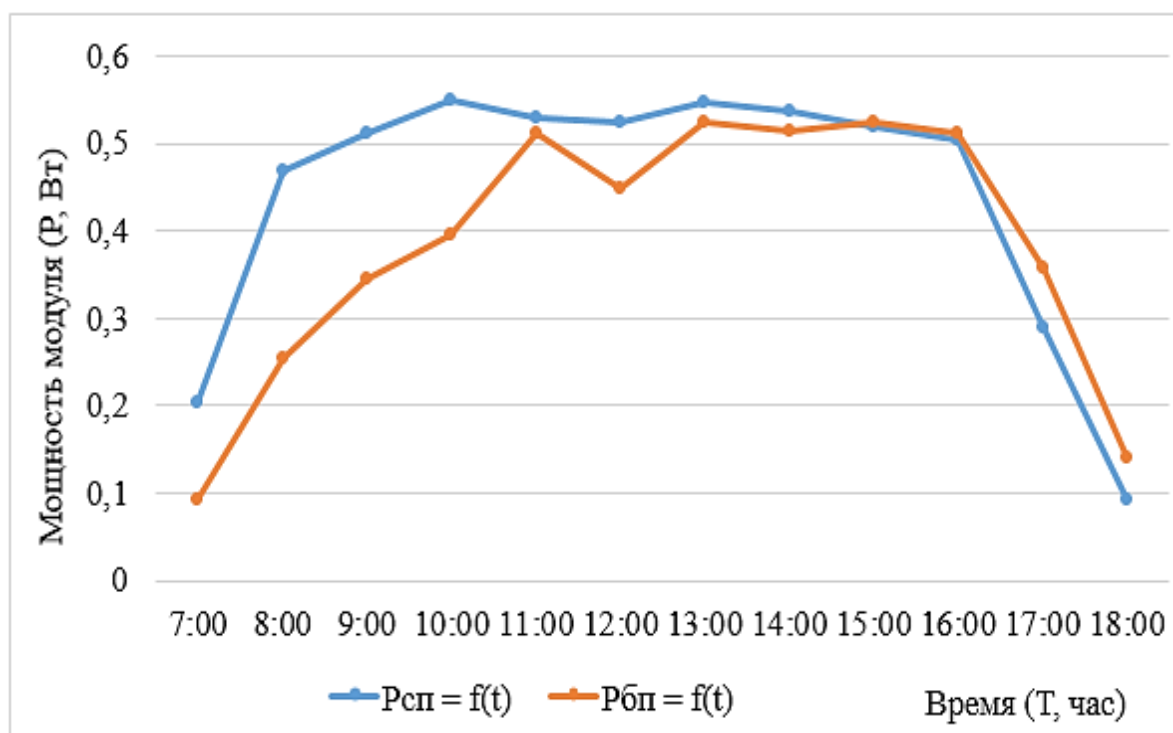


Рисунок 4.6 – Зависимости изменения мощности солнечного модуля с использованием термозащитной плёнки и без нее в течение дня

Трехдневные значения средних температур T_{cp} поверхностей модулей и температур воздуха определялись по формуле:

$$T_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_i(^{\circ}C), \quad (4.1)$$

где – n – число измерений; T_i – температура каждого часа измерений.

Также, по результатам эксперимента были построены зависимости температуры нагрева передней поверхности фотоэлектрических модулей с пленкой и без нее от температуры окружающей среды и от влажности воздуха в течение дня, (рис. 4.7-4.8). На рисунке 4.7 представлены результаты измерений температуры солнечного модуля без голографической плёнки для различных значений температуры окружающей среды. Результаты эксперимента послужили основой для разработки математической модели зависимости температуры модуля от температуры окружающей среды. Разработанная модель была получена с помощью регрессионного анализа методом наименьших квадратов в программе Microsoft Excel. Полученное уравнение регрессии показано на этом же рисунке.

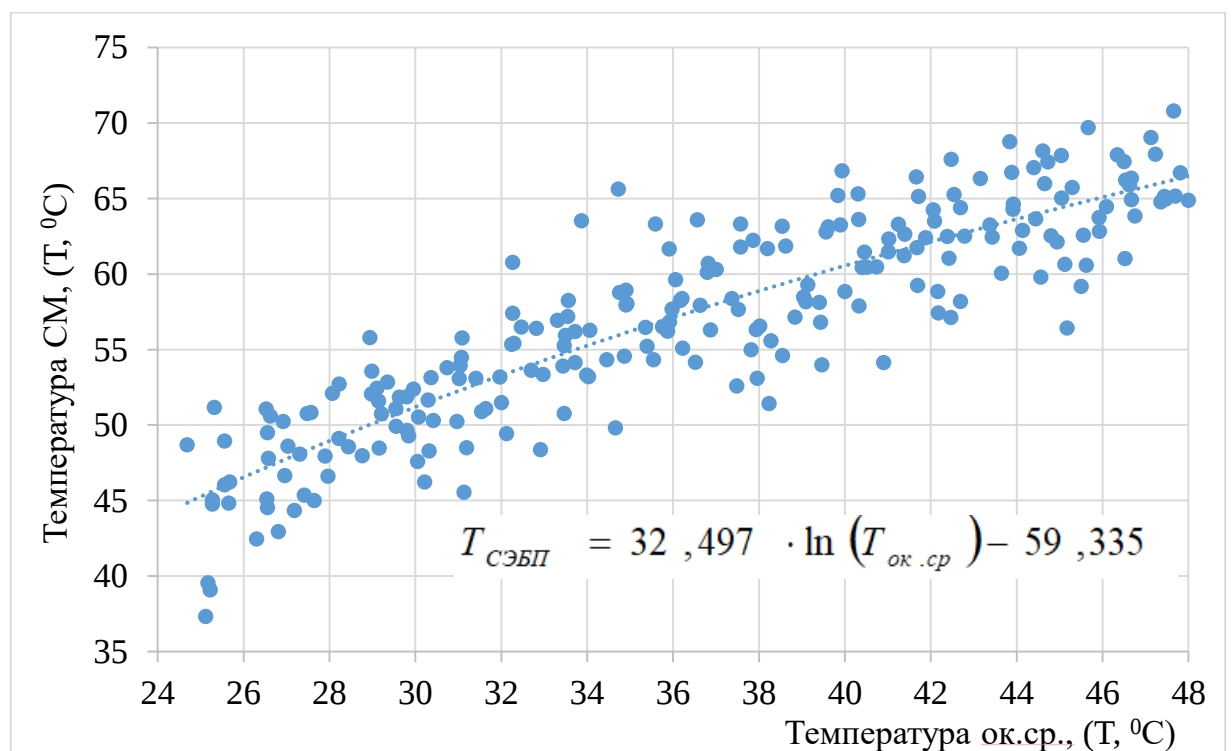


Рисунок 4.7 – Зависимость температуры нагрева поверхности модулей без плёнки от температуры окружающей среды

На рисунке 4.8 показаны результаты измерений температуры солнечного модуля с использованием голографической плёнки при различных значениях температуры окружающей среды. Математическая модель зависимости температуры модуля от температуры окружающей среды была получена с помощью регрессионного анализа методом наименьших квадратов в программе Microsoft Excel. Полученное уравнение регрессии показано на том же рисунке.

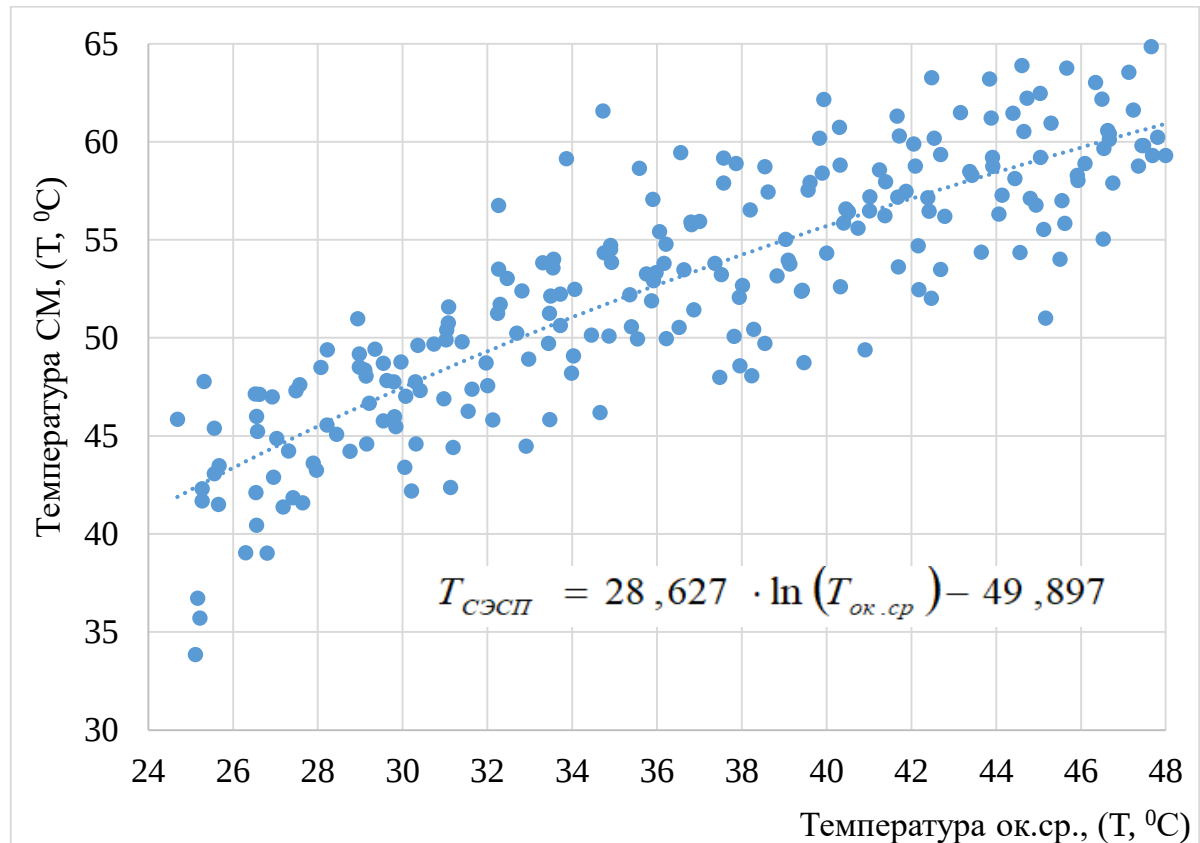


Рисунок 4.8 – Зависимость температуры нагрева поверхности модулей с плёнкой от температуры окружающей среды

По экспериментальным данным была разработана регрессионная модель термозащиты с использованием голографической плёнки. Модель представляет собой уравнение регрессии, полученное методом наименьших квадратов по измеренным значениям разницы температур для различных температур окружающей среды. Графическое представление разницы температур в зависимости от температуры окружающей среды и уравнение регрессии показаны на рисунке. 4.9.

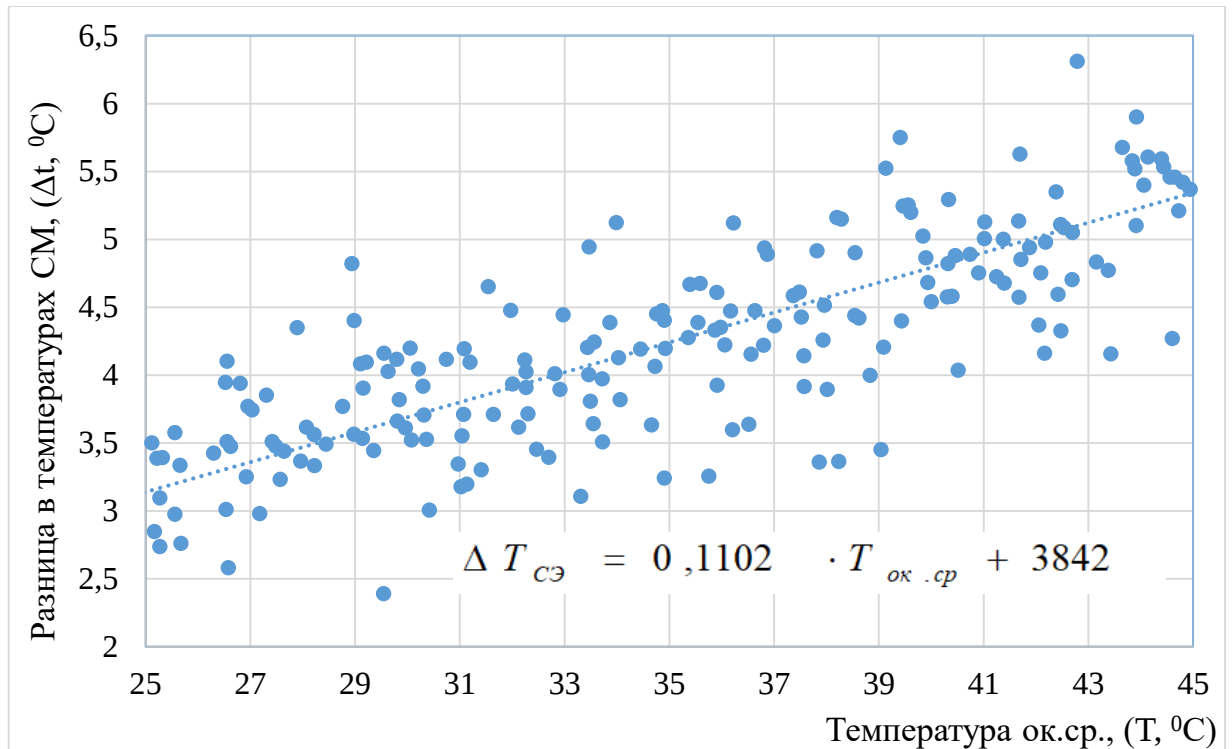


Рисунок 4.9 – Регрессионная модель разницы температур модулей с плёнкой и без нее

Полученное уравнение регрессии является математической моделью термозащиты с использованием голографической плёнки. Эта модель может быть использована для последующего анализа солнечной электростанции в среде Simulink.

На основе полученных данных, по результатам эксперимента (табл. П.Г.2) был проведен анализ и сравнение по температуре и мощности фотоэлектрических модулей с пленкой и без нее. Зависимости температуры нагрева фотоэлектрических модулей передней и задней поверхности с пленкой и без нее от температуры и влажности окружающей среды приведены в рис. П.Г.2-П.Г.5.

Во всех случаях энергетические показатели модуля, поверхность которого покрыта пленкой, были выше аналогичного модуля без пленки. Таким образом, исследование в реальных условиях эксплуатации подтвердило предположение о термозащитном свойстве голографической пленки. Увеличение тока, напряжения и мощности происходит, на наш взгляд, по причине снижения температуры нагрева поверхности модуля.

4.2.2. Спектральный анализ структуры голографической пленки

Для описания результатов экспериментальных исследований с целью объяснения отражающего эффекта термозащиты, был проведен спектральный анализ голографической пленки, которая использовалась в эксперименте.

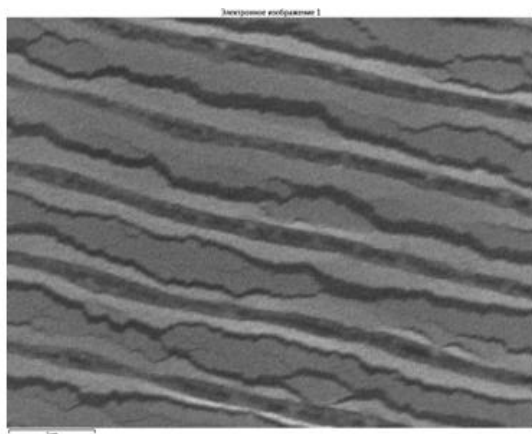
Анализ проводился в лаборатории кафедры физической химии ЮУрГУ с помощью аналитического сканирующего электронного микроскопа с тепловым полевым излучением JSM-7001F (JEOL) японского производства с высоким разрешением и высокой кратностью увеличения. [152,153]. Внешний вид микроскопа показан на рис. 4.10.



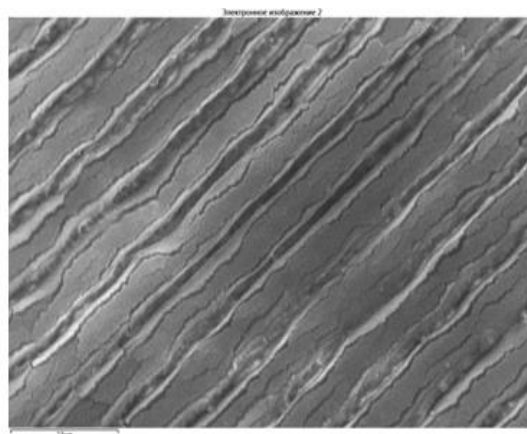
Рисунок 4.10 – Внешний вид электронного микроскопа JSM-7001F (JEOL)

Были исследованы несколько образцов голографических пленок, электронные снимки которых представлены на рис. 4.11, а технические характеристики электронного микроскопа JSM-7001F (JEOL) приведены в таблице П.Г.3.

Наличие внутреннего голографического рисунка пленки образцов позволила получить увеличение выработки энергии модулем за счет преломления солнечных лучей внутри пленки и отражения инфракрасной составляющей от поверхности модуля.



Образец №1



Образец №2

Рисунок 4.11 – Электронные снимки образцов голографической пленки

На основании полученных снимков внутренней структуры голографических пленок для повышения эффективности использования солнечного спектра, нами было предложено внутренний рисунок делать в виде призм – концентраторов солнечной энергии. Инфракрасная составляющая должна отражаться металлизированным микрослоем поверхности пленки.

4.3. Разработка термозащиты модулей на основе солнечных концентраторов – призмаконов

Как известно из теории спектроскопии атмосферы [154] в земной атмосфере есть так называемые инфракрасные окна, которые пропускают тепловые излучения от земных объектов, (рис. 4.12).

Такие излучения называют радиационным охлаждением, оно необходимо для поддержания теплового баланса планеты. Длина волны инфракрасного окна составляет от 8 до 13 мкм, что соответствует длине волны теплового излучения земных объектов при нормальной температуре [155]. Для достижения радиационного охлаждения необходимо, чтобы от объекта отражалось более чем 88% поступающей солнечной радиации.

Для солнечных модулей такое требование не является целесообразным, поскольку для производства электроэнергии необходимо улавливать как можно большее количество солнечных лучей.

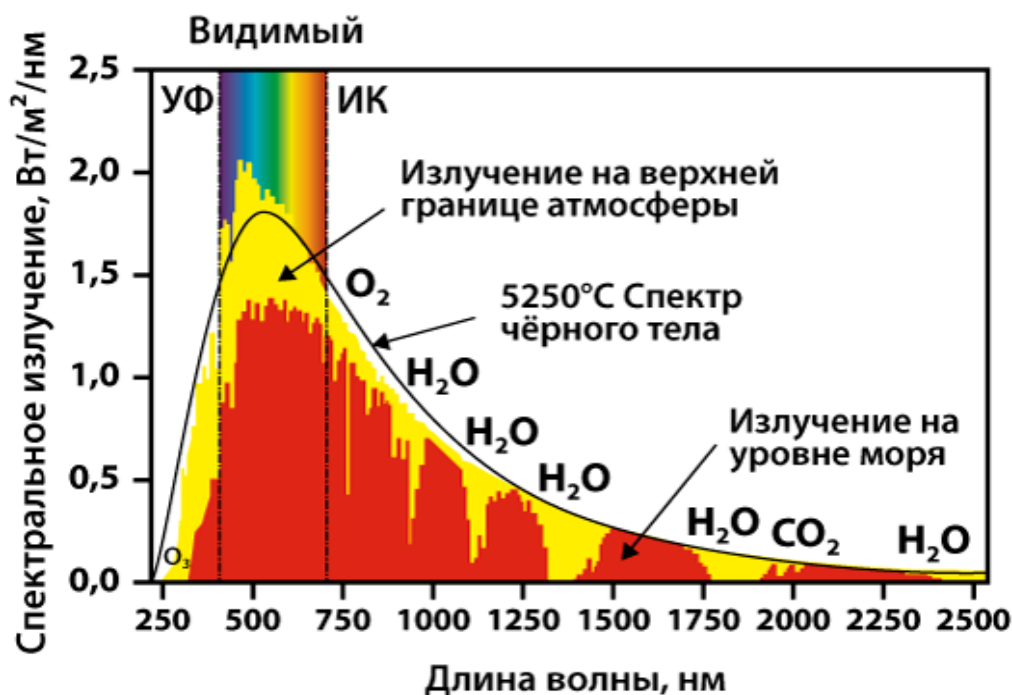


Рисунок 4.12 – Спектр солнечного излучения

Следовательно, необходимо разработать такую технологию, при которой при максимальном поглощении солнечной радиации не увеличивалась бы температура поверхности солнечных модулей и не снижались эксплуатационные энергетические характеристики модулей.

Проведенные натурные эксперименты показали, что пленка не только отражает тепловые лучи, но и концентрирует солнечные лучи другого диапазона на фотоэлектрических элементах. Степень концентрации использованной в экспериментах пленки можно определить на основе зависимостей, полученных в [156]. Согласно исследований, для наземных солнечных энергоустановок при 10-ти кратной концентрации эффективность работы солнечных элементов может увеличиться до 20%. Таким образом, увеличение вырабатываемой мощности на модуле с голографической пленкой в среднем на 5% соответствует двух-кратной концентрации голографической пленки.

Учитывая данную особенность, нами было предложено разработать внутреннюю структуру термозащитной пленки с максимальной степенью концентрации.

4.3.1. Расчет степени концентрации призмаконов в структуре термозащитной пленки

Голографические пленки изготавливаются из биаксиально-ориентированной полипропиленовой пленки (БОПП) толщиной от 20 до 40 мкм. На слой алюминия наносится определенный рисунок, имеющий декоративные или специальные функции. Структура голографической пленки показана на рис. 4.13.

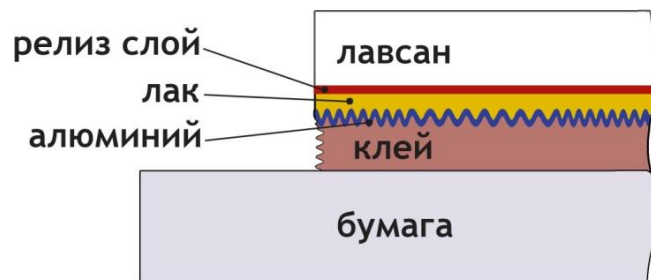


Рисунок 4.13 – Структура голографической пленки

Для концентрации солнечных лучей на фотоэлементах предлагается голографический рисунок выполненной в виде миниатюрных пирамид - призматических концентраторов (призмаконов). Пирамиды имеют равносторонние грани, соединенные между собой по сторонам оснований (рис. 4.14). Для наиболее эффективного улавливания световых лучей и концентрации их на поверхность солнечного модуля, необходимо рассчитать геометрию призмакона.

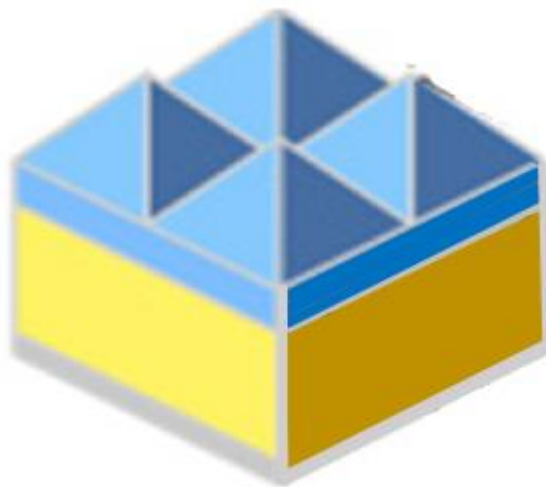


Рисунок 4.14 – Форма призмакона

Основным условием построения геометрии призматрона является то, чтобы луч света, пройдя через одну (воспринимающую) грань призматрона, не выходил наружу за отражающую грань. В этом случае необходимо учитывать полное внутреннее отражение в призме.

Важным параметром призмы является угол α при ее вершине. Для выполнения условия полного отражения луча внутри призмы, необходимо, чтобы этот угол был не меньше минимального значения $\alpha_{\min}$ при заданном значении коэффициента преломления материала призмы и угла β между лучом и перпендикуляром к поверхности воспринимающей грани призмы [157]. На рис. 4.15 показана одна из граней призматрона, ход лучей в других гранях будет аналогичным.

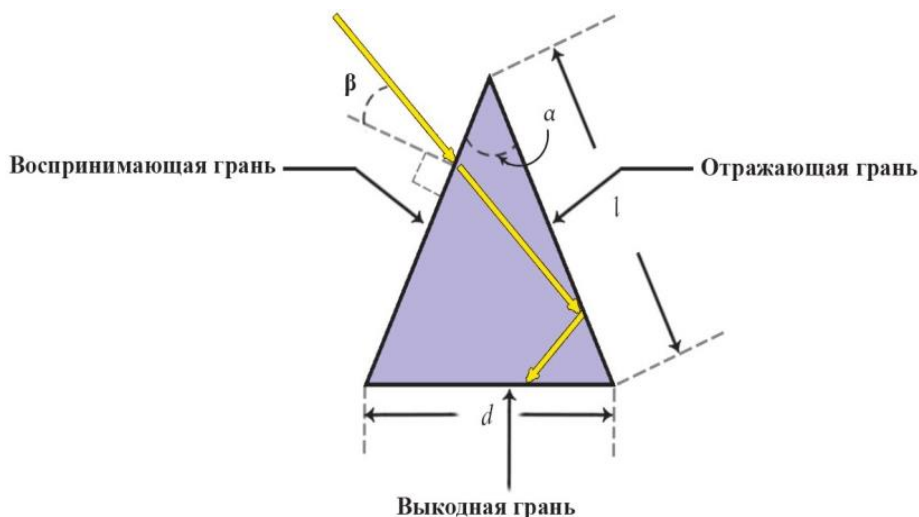


Рисунок 4.15 – Ход лучей в грани призматрона

Материал пленок, который предполагается использовать при разработке структуры, имеет следующие показатели преломления (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Показатели коэффициента преломления пленок [158].

№	Соединение	Цвет пленки	Показатель преломления
1	ZnSe	Красноватый	2,4
2	ZnTe	Серый	2,9

3	CdS	Желтоватый	2,3
4	CdSe	Красноватый	2,4
5	ZnS _{0,8} Se _{0,2}	Желтоватый	2,2
6	CdTe	Серый	3,4
7	Ga ₂ Se ₃	Желтый	2,4
8	GaSe	Желтоватый	2,3
9	In ₂ S ₃	Желтоватый	2,4
10	In ₂ Se ₃	Красноватый	2,5
11	GeSe ₂	Желтоватый	2,4
12	GeSe	Красноватый	2,5
13	PbS	Серый	3,2
14	SnS ₂	Бледно-желтый	2,5
15	NiO	Бледно-зеленый	2,1
16	MoO ₃	Бледно-синий	2,2
17	WO ₃	Бледно-синий	2,2

Определим значение угла α для минимального (2,1) и максимального (3,4), значения коэффициентов преломления n , (табл. 4.2):

Для $n=2,1$:

$$\alpha \geq \arcsin \frac{1}{n} = 28,4 \text{ град.}$$

Для $n=3,4$:

$$\alpha \geq \arcsin \frac{1}{n} = 17,1 \text{ град.}$$

В таблице 4.3 приведены расчеты угла α для других показателей преломления.

Таблица 4.3 – Значения угла α при вершине призмы при различных показателях преломления

Соединение	Цвет пленки	Показатель преломления	α
NiO	Бледно-зеленый	2,1	28,44

$\text{ZnS}_{0,8}\text{Se}_{0,2}$	Желтоватый	2,2	27,04
MoO_3	Бледно-синий	2,2	27,04
WO_3	Бледно-синий	2,2	27,04
CdS	Желтоватый	2,3	25,77
GaSe	Желтоватый	2,3	25,77
ZnSe	Красноватый	2,4	24,62
CdSe	Красноватый	2,4	24,62
Ga_2Se_3	Желтый	2,4	24,62
In_2S_3	Желтоватый	2,4	24,62
GeSe_2	Желтоватый	2,4	24,62
In_2Se_3	Красноватый	2,5	23,58
GeSe	Красноватый	2,5	23,58
SnS_2	Бледно-желтый	2,5	23,58
ZnTe	Серый	2,9	20,17
PbS	Серый	3,2	18,21
CdTe	Серый	3,4	17,10

Исходя из данных таблицы, угол при вершине призмы (угол полного внутреннего отражения) должен быть не меньше 17,1 или 28,4 градусов в зависимости от используемого материала пленки. Зависимость угла $\alpha=f(n)$ показана на рис. 4.16. Данная зависимость может быть использована для выбора типа пленки при использовании ее в качестве термозащиты.

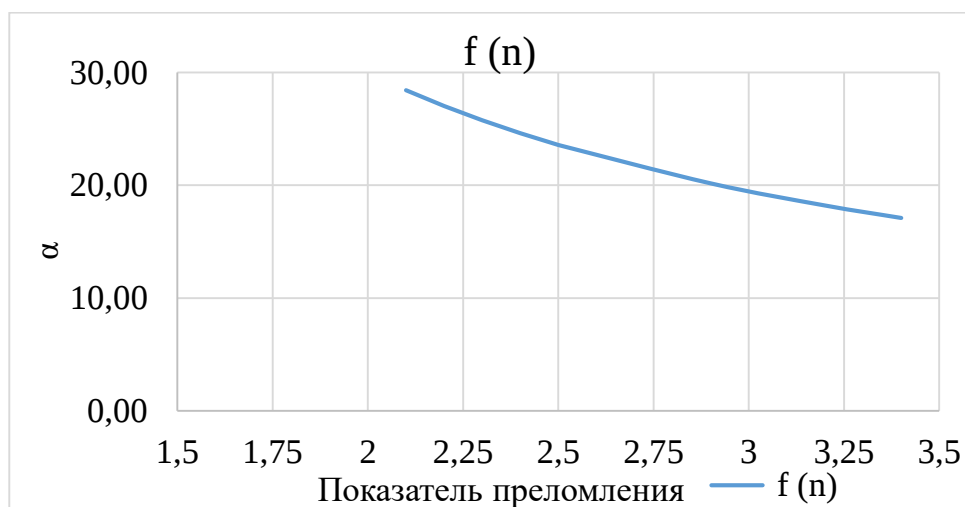


Рисунок 4.16 – Зависимость угла полного внутреннего отражения от коэффициента преломления

В результате расчетов и построений были определены геометрические размеры призм (пирамид) и степень концентрации солнечных лучей на солнечный элемент. Расчет проведен следующим образом.

1. Высоту пирамидок принимаем равной толщине голографической пленки, т.е., равной $2,5\ \mu\text{м}$. Внешний вид фрагмента пленки показан на рис. 4.17.

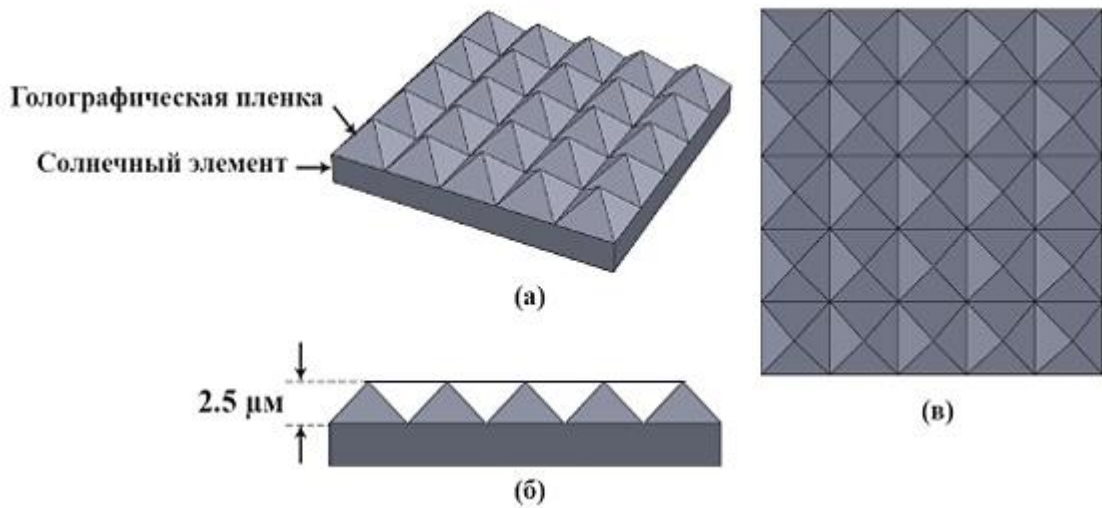


Рисунок 4.17 – Внешний вид голографической пленки с пирамидальной структурой

2. Для определения оптимальных параметров пирамидок необходимо знать длину грани l , ширину основания d для углов $\alpha = 17,1$ и $28,4$ градусов (рис. 4.18).

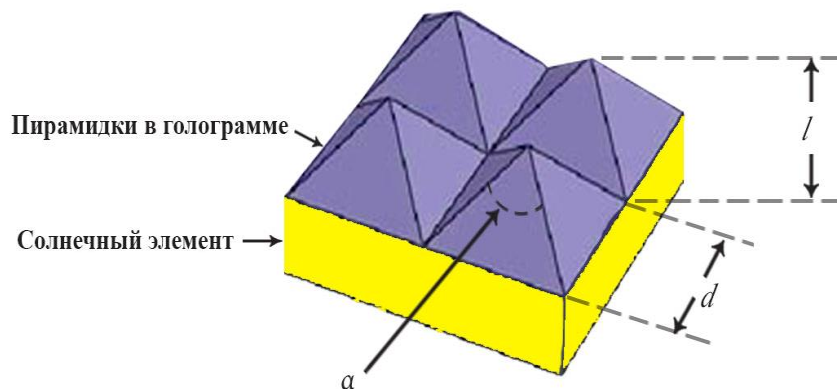


Рисунок 4.18 – Основные размеры пирамид

3. Ход лучей в одной грани пирамиды показан на рис. 4.19.

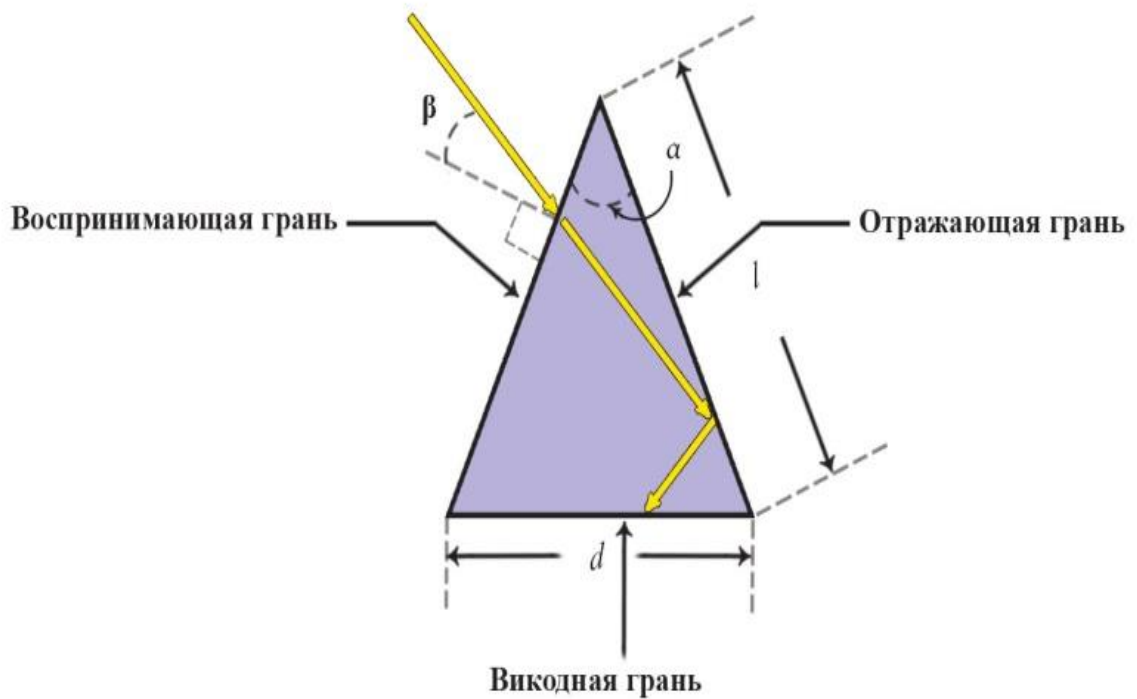


Рисунок 4.19 – Ход лучей в грани пирамиды

4. Для внутреннего угла α (угла между воспринимающей и отражающей гранями пирамиды)

$$28,4 \geq \alpha \geq 17,1$$

был рассчитан коэффициент концентрации солнечных лучей по уравнению:

$$K_{\Pi} = k \cdot \cos(\alpha + \beta) \quad (4.1)$$

где k – коэффициент, который определяется:

$$k = \frac{\cos \beta}{\sin \alpha} \quad (4.2)$$

β - угол между лучом и перпендикуляром к поверхности воспринимающей грани призмы. Данные расчета коэффициента концентрации солнечных лучей для углов β от -90° до $+90^\circ$ через 10 градусов и для $\alpha = 17,1$ и $28,4$ градусов приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета коэффициентов концентрации для призматрона

α	β	k	K_n	α	β	k	K_n
28,4	-90	1,28794E-16	6,12574E-17	17,1	-90	2,0833E-16	6,12574E-17
28,4	-80	0,36509533	0,226778154	17,1	-80	0,590559059	0,269026172
28,4	-70	0,719097424	0,53773968	17,1	-70	1,163174279	0,701636016
28,4	-60	1,051250106	0,895378029	17,1	-60	1,700447038	1,245650402
28,4	-50	1,351461085	1,256556739	17,1	-50	2,186052573	1,835453166
28,4	-40	1,610608603	1,577712325	17,1	-40	2,605236008	2,399905389
28,4	-30	1,820818594	1,820108685	17,1	-30	2,945260665	2,870925803
28,4	-20	1,975703934	1,95450924	17,1	-20	3,195795067	3,191702395
28,4	-10	2,070558509	1,9647033	17,1	-10	3,349226853	3,323544773
28,4	0	2,102500211	1,84946131	17,1	0	3,400894075	3,250550801
28,4	10	2,070558509	1,622683156	17,1	10	3,349226853	2,98152463
28,4	20	1,975703934	1,31172163	17,1	20	3,195795067	2,548914785
28,4	30	1,820818594	0,954083281	17,1	30	2,945260665	2,004900399
28,4	40	1,610608603	0,592904572	17,1	40	2,605236008	1,415097636
28,4	50	1,351461085	0,271748986	17,1	50	2,186052573	0,850645413
28,4	60	1,051250106	0,029352626	17,1	60	1,700447038	0,379624998
28,4	70	0,719097424	-0,10504793	17,1	70	1,163174279	0,058848407
28,4	80	0,36509533	-0,11524199	17,1	80	0,590559059	-0,07299397
28,4	90	1,28794E-16	-6,1257E-17	17,1	90	2,0833E-16	-6,1257E-17

Как видно из данных табл. 4.4, при угле $\alpha = 28,4$ максимальная концентрация лучей происходит при $60 \geq \beta \geq -80$, а при угле $\alpha = 17,1$ концентрация лучей происходит при $70 \geq \beta \geq -80$.

Зависимость степени концентрации лучей от угла падения лучей $K_n=f(\beta)$ показана на рис. 4.20.

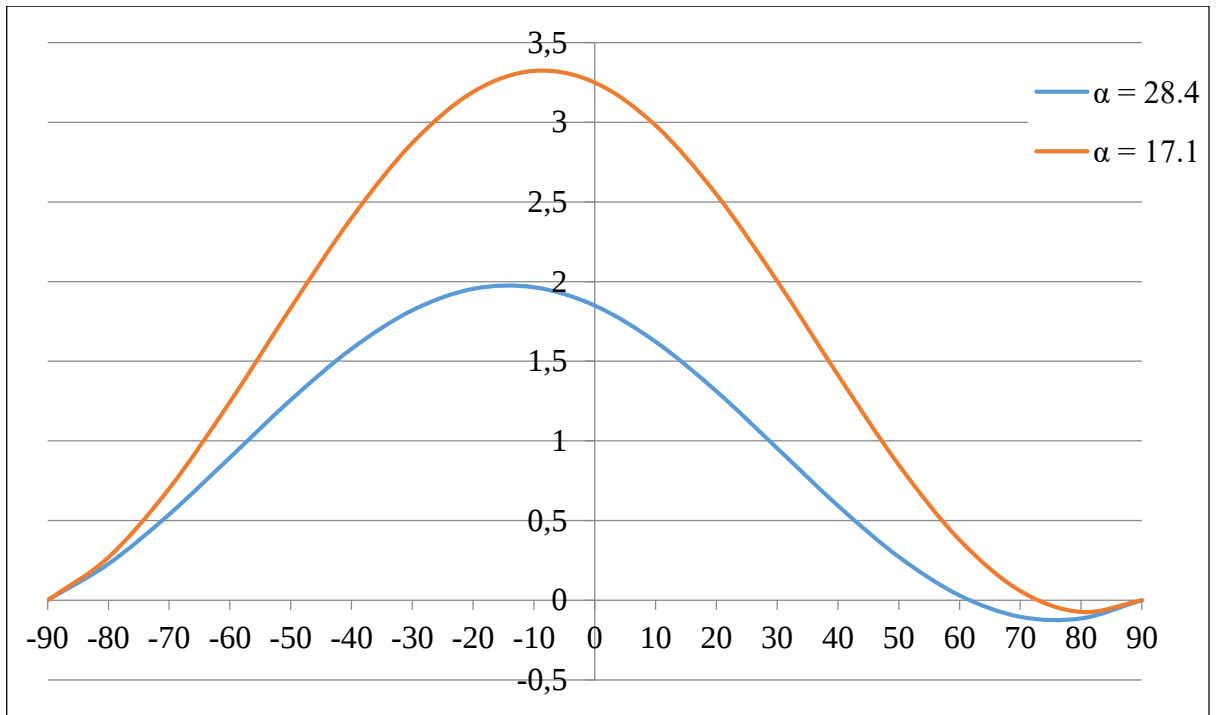


Рисунок 4.20 – Зависимость степени концентрации от угла падения лучей

По полученной зависимости видно, что максимальное преломление лучей будет при угле $10 \geq \beta \geq -10$.

Для других углов α при $\beta = -10^\circ$ были проведены аналогичные расчеты, которые показали, что концентрация солнечных лучей для них будет меньше, чем 3,3 (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Данные расчета концентрации солнечных лучей для других углов α

α	β	k	K_n
28,43689	-10	2,068096281	1,961946241
27,03569	-10	2,166577057	2,071512943
27,03569	-10	2,166577057	2,071512943
27,03569	-10	2,166577057	2,071512943
25,77146	-10	2,265057832	2,179786317
25,77146	-10	2,265057832	2,179786317

24,62432	-10	2,363538607	2,286964911
24,62432	-10	2,363538607	2,286964911
24,62432	-10	2,363538607	2,286964911
24,62432	-10	2,363538607	2,286964911
24,62432	-10	2,363538607	2,286964911
23,57818	-10	2,462019383	2,393207137
23,57818	-10	2,462019383	2,393207137
23,57818	-10	2,462019383	2,393207137
20,17127	-10	2,855942484	2,811059281
18,20996	-10	3,15138481	3,119087621
17,10464	-10	3,34834636	3,322637541

Как видно из табл. 4.5, оптимальный угол призмы для достижения максимальной концентрации составляет 17,1 градуса.

Полученные значения были использованы для определения наиболее оптимальных параметров пирамид с точки зрения наилучшей концентрации.

5. Ширина основания и длина грани пирамиды были рассчитаны следующим образом:

- ширина основания пирамиды (d):

$$\tan(\alpha/2) = \frac{d/2}{h} \quad (4.3)$$

$$d = 2 \cdot h \cdot \tan(\alpha/2) \quad (4.4)$$

- длина грани пирамиды (l):

$$\cos(\alpha/2) = \frac{h}{l} \quad (4.5)$$

$$l = \frac{h}{\cos(\alpha/2)} \quad (4.6)$$

Форма пирамиды, полученная на основании расчетов, выглядит следующим образом (рис. 4.21):

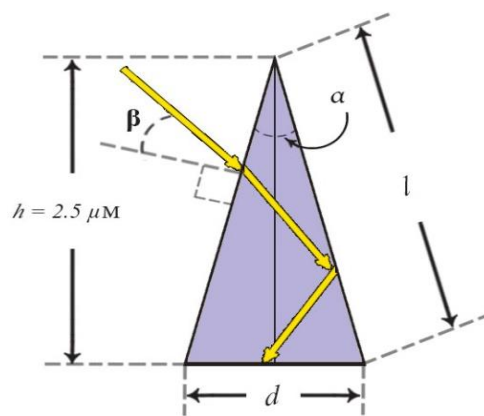


Рисунок 4.21 – Форма пирамиды с расчетными размерами

Результаты расчета основных размеров пирамиды представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6 – Расчетные размеры пирамиды

α	h (μм)	l (μм)	d (μм)
17,1	2,5	2,528096	0,751716
28,4	2,5	2,578794	1,265195

Эти размеры переданы производителю голографических пленок находящейся в Белгородском области РФ для их производства и проведения экспериментальных исследований по эффективности защиты солнечных модулей от перегрева в реальных условиях эксплуатации.

4.3.2. Моделирование процесса генерирования электроэнергии солнечными модулями при использовании разработанной термозащиты

Преимущество использования защитного фильтра было теоретически продемонстрировано с помощью программы MATLAB.

Программа MATLAB использовалась для представления модели солнечной панели (рис. 4.22) со следующими параметрами:

- Значение радиации, равное стандартной солнечной радиации = 1000 Вт/м^2 ;

- Сопротивление нагрузки принимается переменным во времени;
- Внутреннее сопротивление = 0,5 Ом;
- Стандартная температура = 25 °C;
- Температура поверхности солнечного модуля = +45 °C [159].

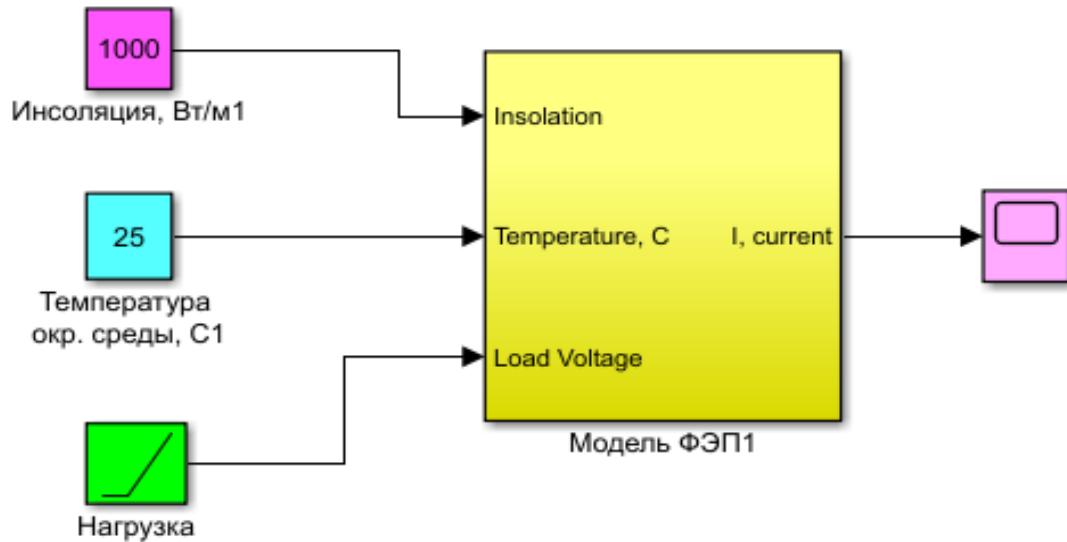


Рисунок 4.22 – Модель солнечного модуля в MATLAB/simulink

В работе было проведено сравнение между двумя моделями солнечной электростанции, работающей в условиях высоких температур: модули одной работают без термозащитной пленки, а другой - с термозащитной пленкой.

Модель солнечной энергоустановки без защитной пленки. Преобразование солнечной энергии в электрическую энергию в солнечном модуле можно представить схемой замещения, как показано на рис. 4.23 [160].

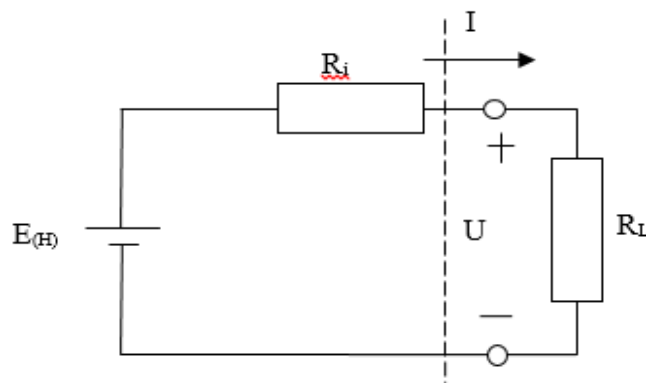


Рисунок 4.23 – Представление схемы работы солнечного модуля

Левая сторона схемы представляет собой солнечный модуль, который может быть описан математически следующими соотношениями:

$$E = f(H) \quad (4.7)$$

$$E = a \cdot e^{\frac{-1}{B \cdot H}} \quad (4.8)$$

Правая сторона схемы представляет собой нагрузку для солнечной электростанции, которая может работать с использованием этих солнечных модулей, ее работа выражается в следующих соотношениях:

$$I = \frac{E}{R_i + R_L} \quad (4.9)$$

$$U = R_L \cdot I \quad (4.10)$$

Модель солнечной установки без термозащитной пленкой. Как показано на рис. 4.24, блок «Регрессионная модель» в зависимости от температуры окружающей среды определяет температуру солнечного элемента, то есть при $T_{\text{окр. ср}} = 25^\circ\text{C}$ температура СЭ составляет $45,27^\circ\text{C}$, при таких условиях, то есть при $STC = 25^\circ\text{C}$, потери энергии, генерируемые теплом в солнечном модуле невелики.

Но при увеличении температуры окружающей среды в течение дня от $STC = 25^\circ\text{C}$ эффективность солнечного элемента снижается, за счет нагрева поверхности модуля.

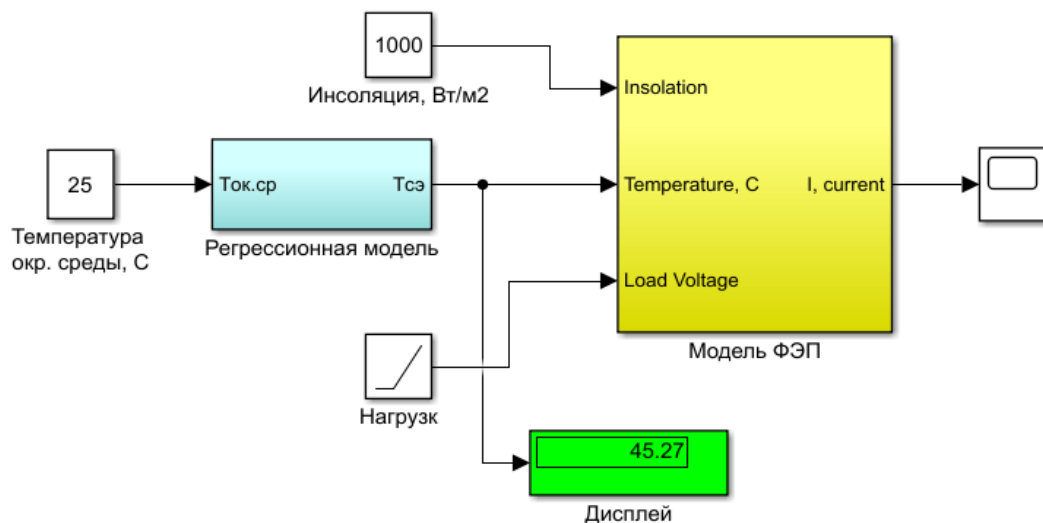


Рисунок 4.24 – Модель солнечной установки без термозащитной пленкой

Как правило, выходная мощность кремниевых солнечных элементов падает примерно на 0,4 процента с каждым повышенным градусом от STC.

Температура относится к фактической температуре материала, а не к температуре воздуха, поэтому в солнечный день солнечные панели нередко достигают 45°C это означает, что панель, рассчитанная на 200 Вт при температуре 20°C , выдаст только 180 Вт [161, 162]. По результатам моделирования учет потерь электроэнергии показан на рис. 4.25-4.26 посредством вольтамперной и мощностной характеристики СМ без учета термозащитной плёнки, при STC и при температуре воздуха в 45°C .

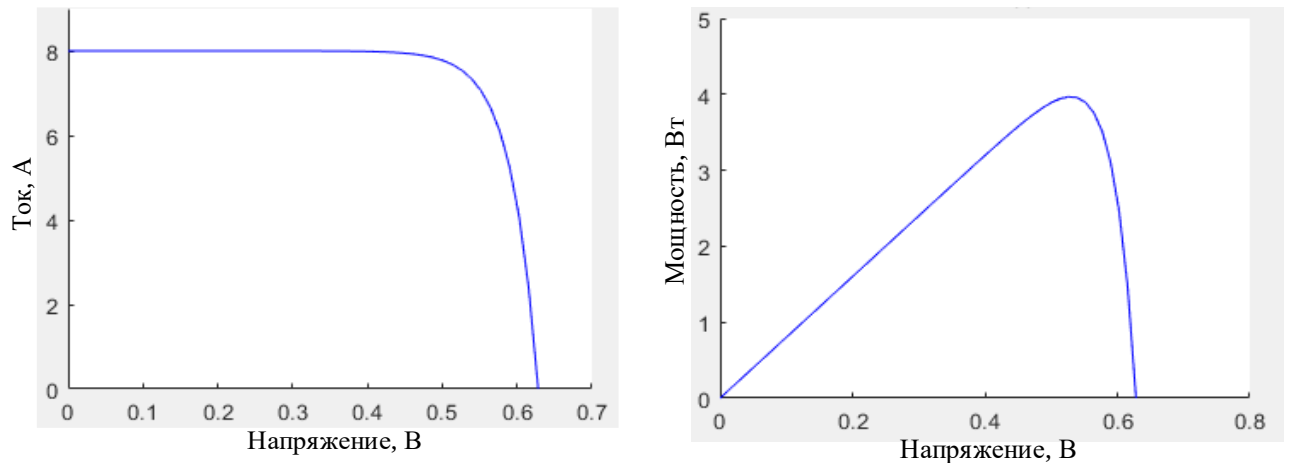


Рисунок 4.25 – Вольт-амперная и мощностная характеристика СМ при STC без термозащиты

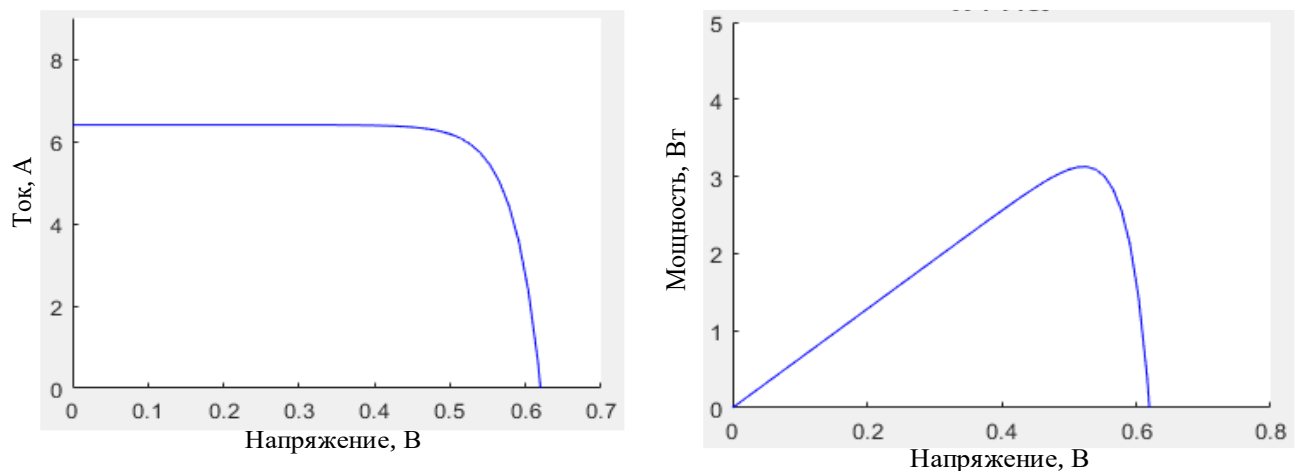


Рисунок 4.26 – Вольт-амперная и мощностная характеристика СМ при температуре 45°C без термозащиты

Модель солнечной установки с термозащитной пленкой. Эта же модель была использована при имитационном моделировании солнечной электростанции с использованием защитной пленки. Ее влияние на работу солнечной электростанции было проанализировано с точки зрения увеличения концентрации излучения и уменьшения влияния температуры. Результаты модельных экспериментов показаны на рис. 4.27.

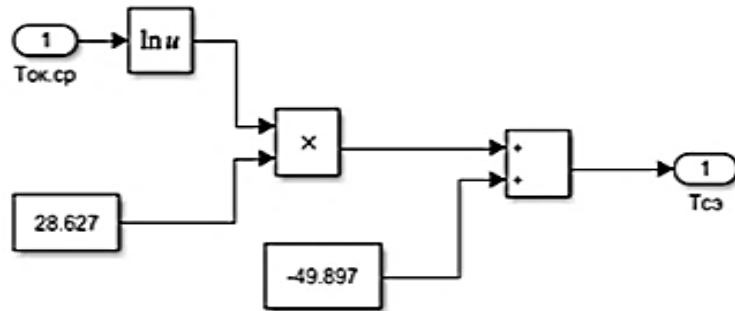


Рисунок 4.27 – Модель термозащитного блока солнечной установки

Модель строилась при следующих данных:

- Концентрация солнечного света в пленке = 3,3 (табл. 4.4);
- Температура окружающей среды 25°C и 45 °C;
- Величина снижения температуры = 3,54 °C.

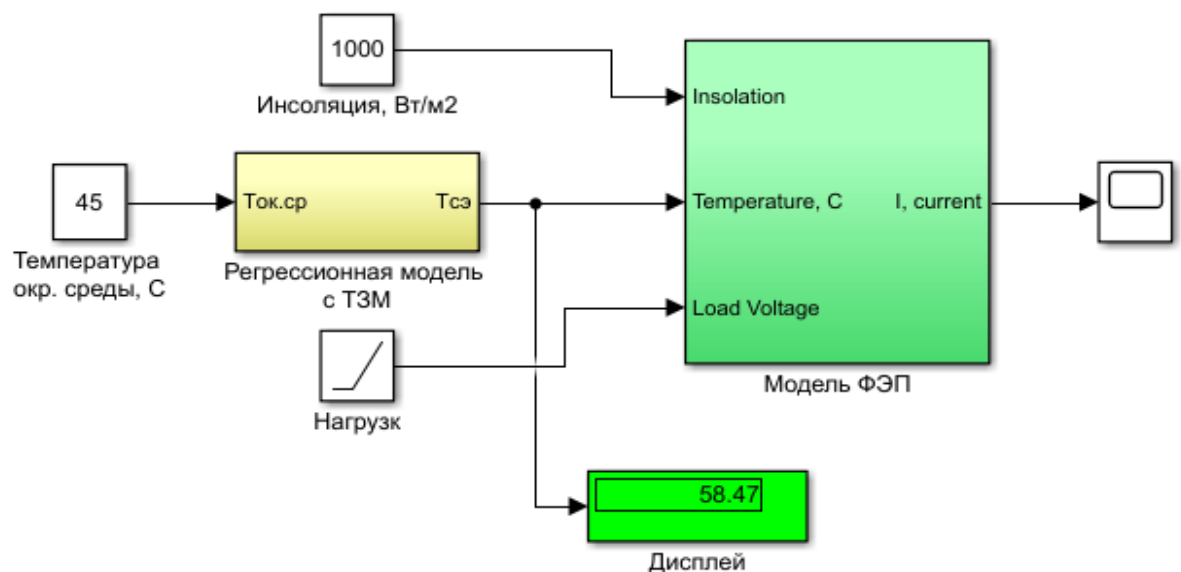


Рисунок 4.28– Модель солнечной установки с учетом разработанной термозащиты

Эффект добавления фильтра в солнечную электростанцию можно наблюдать на рис. 4.25. Благодаря термозащитному блоку при температуре воздуха 25°C температура солнечного модуля составляет $43,73^{\circ}\text{C}$, а при температуре воздуха в 45°C температура СМ составляла $58,47^{\circ}\text{C}$ в сравнении с моделью без блока ТЗМ температура на поверхность СМ уменьшилась на $3,54^{\circ}\text{C}$.

Характеристики СМ при STC и при температурах 45°C с учетом термозащитного блока приведены на рис. 4.29-4.30.

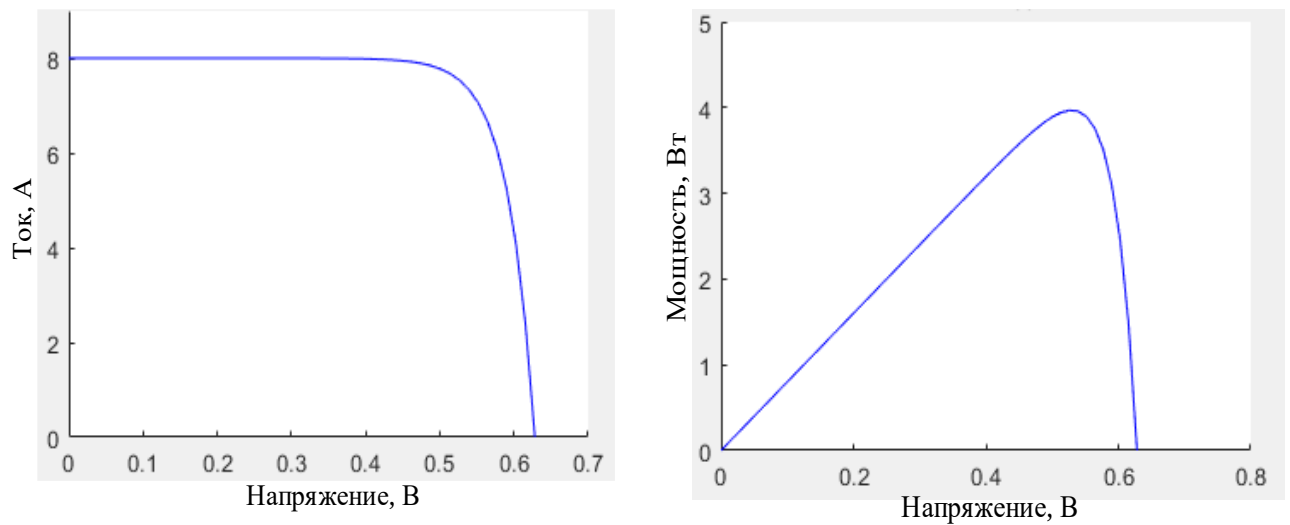


Рисунок 4.29 – Вольт-амперная и мощностная характеристики СМ при STC с термозащитой

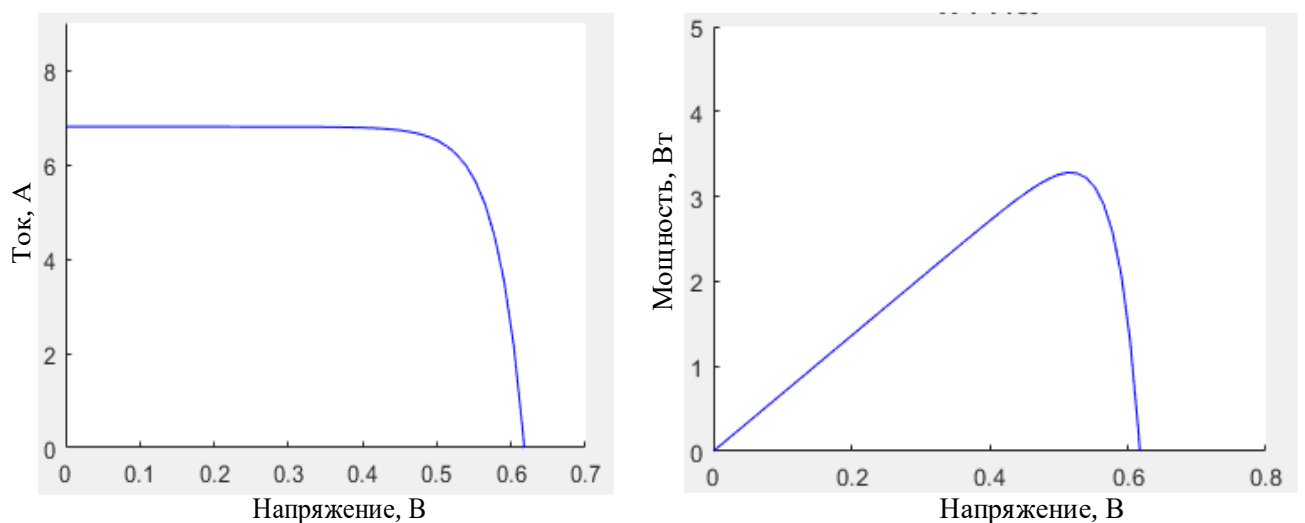


Рисунок 4.30 – Вольт-амперная и мощностная характеристика СМ при температуре 45°C с термозащитой

Из характеристик солнечного модуля видно, что даже такая температурная разница в $3,54^{\circ}\text{C}$ значительно повышает эффективность солнечных электростанций при эксплуатации в условиях жаркого климата.

4.4. Экономическая оценка работы солнечных модулей при использовании разработанной термозащиты

Из рассмотренных литературных источников становится совершенно очевидным, что солнечная энергетика в топливно-энергетическом комплексе стала вполне конкурентоспособной как в каждой стране, так и в мире в целом. При этом, капиталовложения в развитие и создание солнечных модулей снижается (рис. 4.31), а значит, снижается и стоимость произведенного на СЭС кВт-часа электроэнергии.

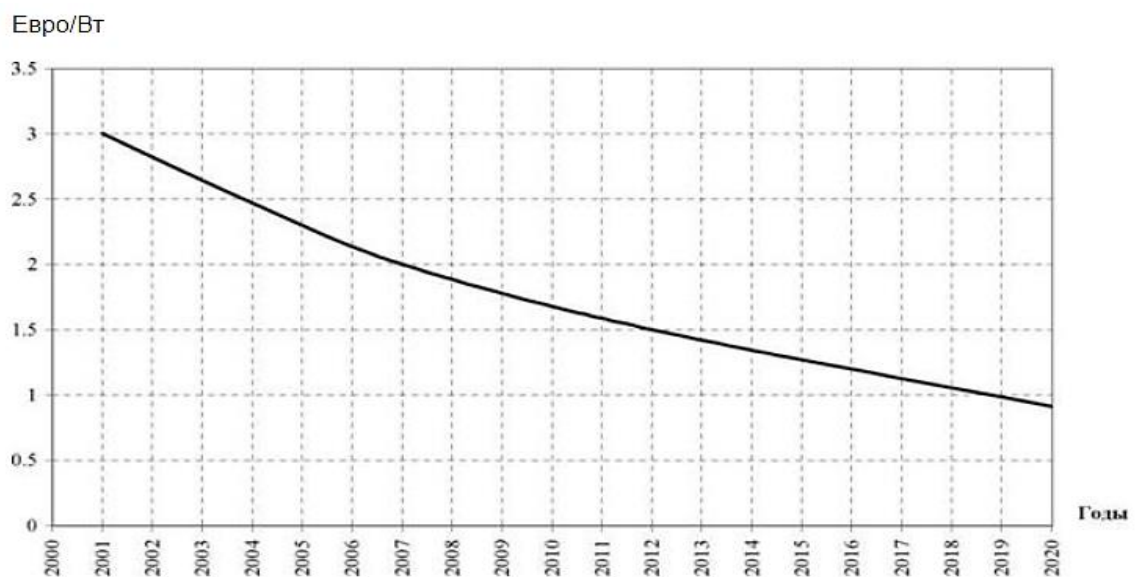


Рисунок 4.31 – Прогноз снижения капиталовложений в солнечные модули на период до 2020 г. (EPIA/Greenpeace) [197].

Поиск решений эффективного использования солнечной энергии для получения тепловой и электрической энергии, становится актуальной и своевременной задачей для развития энергетической отрасли каждой страны.

Внедрение в производство новых технологий и устройств сопровождается их экономической оценкой. Разработанное в диссертации термозащиты СМ с учетом

снижения нагрева поверхности солнечных модулей дает преимущество в части снижения потерь вырабатываемой энергии, а структурированная со специальным пирамидальным рисунком голографическая пленка позволяет увеличить концентрацию солнечных лучей на фотоэлектрических преобразователях и повысить выработку электроэнергии солнечными модулями.

Расчет экономического эффекта был проведен для солнечной электростанции, имеющей 48 модулей, размером 1,94 м² каждый. Для таких параметров модулей потребуется около 96 м² пленки. Стоимость пленки составляет от 380 до 700 рублей за квадратный метр, тогда для всех модулей солнечной электростанции необходимы затраты порядка 68 тыс. рублей для обеспечения термозащиты.

Следовательно, серьезных капитальных вложений в устройства защиты поверхности модулей от перегрева не потребуется. Если учесть, что срок эксплуатации пленки составляет в среднем около 1 года, после чего необходима замена, потребуется дополнительно каждый год около 100 квадратных метров данной пленки. Несмотря на небольшие затраты на использование пленки, при выполнении своих защитных функций она даст существенное увеличение эффективности использования солнечных лучей и повышение генерации энергии.

В табл. 4.7 приведены результаты расчета экономической составляющей использования разработанной термозащитной пленки на солнечной электростанции в условиях жаркого климата Республики Таджикистан.

Таблица 4.7 – Результаты расчета эффективности использования термозащитной пленки на солнечных электростанциях

№	Показатель	Без пленки		С пленкой	
		1 CM	48 CM	1 CM	48 CM
1	Производство электрической энергии при температуре на поверхности модуля 45 °С, кВт·ч/день	1,8	86, 4	2,0	96,0
2	С учетом концентрации солнечных лучей пленкой = 3,54	-	-	2,15	103,5

3	Производство энергии в среднем, кВт·ч/год	657,0	31536,0	784,75	37777,5
4	Стоимость произведенной электроэнергии при себестоимости производства 1,12 руб/кВт·ч электроэнергии	735,84	35320,32	878,92	42310,8

Таким образом, использование разработанной голографической пленки с функциями термозащиты позволяет получить дополнительно около 7 МВт·ч электроэнергии в год, что показывает экономическую целесообразность внедрения устройств термозащиты для работы солнечных электростанций в условиях жаркого климата Республики Таджикистан. Немаловажным эффектом будет снижение деградации солнечных модулей и, следовательно, увеличение их срока службы при эксплуатации.

Выводы по четвертой главе

1. Разработанная структура голографического рисунка пленки в виде призмаконов обеспечивает концентрацию солнечных лучей видимой части спектра на поверхности модулей в 3,0-3,5 раза, обеспечивая соответствующее повышение генерации электрической энергии.

2. Моделирование процесса генерирования электроэнергии солнечными модулями с использованием разработанной голографической термозащиты с помощью программы MATLAB подтвердило возможность увеличения выработки электроэнергии за счет концентрации солнечных лучей и снижение деградации модулей в результате их перегрева.

3. Использование разработанной термозащиты на основе голографической плёнки на крупных солнечных электростанциях может повысить выработку электроэнергии, тем самым увеличив экономическую рентабельность солнечных электростанций в странах с жарким климатом.

ГЛАВА 5. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ PVSYST

5.1. Анализ существующих программ для моделирования автономной фотоэлектрической системы

Возобновляемые технологии считаются чистыми источниками энергии, и оптимальное использование этих ресурсов при производстве электроэнергии снижает воздействие на окружающую среду, производит минимум вторичных отходов и является устойчивым с учетом текущих и будущих экономических и социальных потребностей. Технологии возобновляемых источников энергии предоставляют исключительную возможность для снижения выбросов парниковых газов и снижения глобального потепления за счет замены традиционных источников энергии. Одним из наиболее существенных видов ВИЭ считается солнечная энергетика на основе которой строятся СЭС и автономные фотоэлектрические системы [192].

Фотоэлектрическая (PV) система состоит из одной или нескольких солнечных панелей в сочетании с инвертором и другим электрическим и механическим оборудованием, которое использует энергию Солнца для выработки электричества. Фотоэлектрические системы могут сильно различаться по размеру - от небольших крышных или переносных систем до крупных электростанций коммунального масштаба. Фотоэлектрические системы могут работать сами по себе как автономные фотоэлектрические системы и как фотоэлектрические системы, подключенные к электросети [163,193].

Электроэнергия, производимая солнечной панелью (или массивом), находится в форме постоянного тока (DC). Многие электронные устройства используют электричество постоянного тока, но в основном работающие бытовые электроприемники потребляют большой объем электрической энергии на переменном токе. Следовательно, чтобы солнечное электричество было полезным, его необходимо сначала преобразовать из постоянного тока в переменный с

помощью инвертора. Это электричество переменного тока от инвертора можно затем использовать для питания электроники на месте или отправить в электрическую сеть для использования в другом месте [193].

Фотоэлектрическая система, подключенная к электросети, параллельно работает с обычным источником энергии, передавая электроэнергию непосредственно в электрическую сеть. Фотоэлектрические системы, подключенные к электросети, вырабатывают чистую электроэнергию рядом с точкой использования без потерь при передаче и распределении и без необходимости в аккумуляторных батареях.

В данном разделе работы основное внимание уделено автономной фотоэлектрической системе, которая без взаимодействия с главной энергосистемой обеспечивает электричеством только проектную нагрузку. Если фотоэлектрический массив не питает нагрузку напрямую, необходимо запасное устройство, то есть аккумуляторная батарея [164-165].

Батарея накапливает энергию, когда мощность, подаваемая фотоэлектрическими модулями, превышает нагрузку, и освобождает ее, когда источника питания недостаточно. Это автономное фотоэлектрическое производство электроэнергии будет использоваться дома или в здании для целей электрификации [164-165].

Для проектирование таких систем существуют следующие программы:

PVTsim — это пакет моделирования PVT для использования в лабораториях по исследованию фотоэлектрических модулей, а также в исследованиях резервуара и обеспечения потока. PVTsim разделена на несколько модулей, так что можно использовать стандартный пакет PVTsim предназначенный для различных областей применения, или настроить пакет в соответствии потребностям. Данная программа также может выполнять симуляцию и регрессию в лабораторных экспериментах, определяющих процесс разделения жидкости, использующейся в фотоэлектрических панелях. PVTsim Nova позволяет инженерам резервуара, специалистам по потоку и технологам комбинировать надежные процедуры определения характеристик жидкости с надежными и эффективными алгоритмами

регрессии для сопоставления свойств жидкости и экспериментальных данных. Параметры жидкости могут быть экспортированы, чтобы обеспечить высококачественный ввод в симуляторы пласта, трубопровода и процесса [166-167].

PVFORM. За последние два года несколько исследований привели к серьезным изменениям в моделировании фотоэлектрической (PV) системы. Например, исследование, проведенное Национальной лабораторией Сандиа (SNLA), показало, что основной причиной ошибок в моделях фотоэлектрических характеристик являются неправильные оценки инсоляции в плоскости матрицы исследуемой системы.

Другие исследования привели к улучшению в моделировании различных матричных подсистем. SNLA интегрировала передовые методы моделирования в упрощенную программу PVFORM, которую можно запускать на персональных компьютерах. Новая модель имитирует почасовую производительность плоской фотоэлектрической системы в течение года. Проверочные тесты в SNLA показали, что прогнозируемые значения модели PVFORM обычно варьируются от 1% до 5% от измеренных значений [168].

TRNSYS («trans-sis») — чрезвычайно гибкая графическая программная среда, используемая для моделирования поведения переходных систем. Хотя подавляющее большинство симуляций сосредоточено на оценке производительности тепловых и электрических энергетических систем, TRNSYS также может использоваться для моделирования других динамических систем, таких как транспортный поток или биологические процессы.

TRNSYS состоит из двух частей. Первый - это механизм (называемый ядром), который считывает и обрабатывает входной файл, итеративно решает систему, определяет сходимость и создает системные переменные.

Ядро также предоставляет утилиты, которые определяют (среди прочего) теплофизические свойства, инвертируют матрицы, выполняют линейные регрессии и интерполируют внешние файлы данных. Вторая часть TRNSYS представляет собой обширную библиотеку компонентов, каждый из которых

моделирует производительность части системы. Стандартная библиотека включает в себя около 150 моделей, от насосов до многозонных зданий, ветровых турбин до электролизеров, процессоров климатических данных, экономичных процессов и базовых устройств HVAC до новейших технологий. Модели создаются так, чтобы пользователи могли изменять существующие компоненты или писать свои собственные [169].

PVLAB (IMT) Фотоэлектрическая лаборатория, основанная в 1984 году профессором Арвиндом Шахом и возглавляемая профессором Кристофом Баллифомсом в 2004 году, была пионером в нескольких новых процессах получения тонкопленочного кремния, таких как внедрение плазменного осаждения очень высокой частоты (УКВ) и микрокристаллического кремния в качестве эффективного фотоэлектрического материала, а также простая обработка кристаллических ячеек с гетеропереходом.

Текущая деятельность лаборатории охватывает широкий диапазон, от фундаментальных исследований до передачи промышленных технологий. Лаборатория осваивает процессы изготовления устройств для широкого спектра прозрачных проводящих оксидов, тонкопленочных солнечных элементов и высокоэффективных кристаллических кремниевых солнечных элементов.

У него также есть опыт работы со специализированными детекторами. Он имеет все функции для упаковки фотоэлектрической продукции. Швейцарское федеральное энергетическое агентство назначило его центром национального значения. PVLAB является партнером-основателем PV-центра CSEM, который начал свою работу в 2013 году с акцентом на передачу технологий и их индустриализацию [170].

PVSS II – это система SCADA. SCADA означает надзорный контроль и сбор данных. PVSS используется для подключения к аппаратным (или программным) устройствам, для получения данных, которые они генерируют, и для их использования для контроля, т.е. мониторинга их поведения, а также для инициализации, настройки и эксплуатации этих устройств. Для этой цели PVSS предлагает следующие основные компоненты и инструменты: база данных

времени выполнения, архивирование, генерация и обработка, графический редактор, язык сценариев и графический инструмент параметризации с пользователем: определение структуры базы данных, определение, какие данные должны быть заархивированы, какие данные, если таковые имеются, должны поступать с устройства и генерировать сигналы тревоги [171].

RETScreen – это система программного обеспечения для управления чистой энергией, предназначенная для анализа эффективности энергопотребления, использования возобновляемых источников энергии и когенерации, а также постоянного анализа эффективности использования энергии. RETScreen позволяет профессионалам и лицам, принимающим решения, быстро определять, оценивать и оптимизировать техническую и финансовую жизнеспособность потенциальных проектов в области чистой энергии [172].

5.2. Принцип работы программного пакета PVsyst при моделировании автономной фотоэлектрической системы

Для анализа и определения параметров автономных фотоэлектрических систем и систем, подключенных к электрическим сетям, существуют широкий спектр инструментов и компьютерных программ.

PVsyst - это программный пакет, который позволяет пользователю проводить полнофункциональное исследование и анализ фотоэлектрического проекта. PVsyst объединяет моделирование фотоэлектрической системы с оценкой ее предварительной осуществимости, размера и финансового анализа, независимо от того, является ли она подключенной к сети, автономной, насосной или сетевой системой постоянного тока.

Метеорологические данные предоставляет Meteonorm 7.2 примерно для 1200 географических объектов. Meteonorm 7.2 содержит ежемесячные измеренные и ежечасно синтезированные данные. Месячные значения освещенности представляют собой средние значения измерений освещенности за период 1960-1991 годов. В основном метеостанции в PVsyst привязаны к реальным условиям, в

противном случае данные интерполируются между 3 ближайшими станциями [194]. PVsyst имеет объединенную базу данных компонентов фотоэлектрической системы, включая доступные в настоящее время и стандартные модули, инверторы и оптимизаторы. Компоненты, определенные вручную, также могут использоваться в моделировании.

Для моделирования анализа автономной системы, прежде всего, необходимо определить местоположение установки и нагрузки потребителя, затем из базы данных продукта выбираются различные компоненты и программное обеспечение автоматически рассчитывает размеры системы.

Программное обеспечения PVsyst, в зависимости от местоположения региона, может рассчитать коэффициент производительности, нормализованный энергетический профиль, диаграмму потерь и т.д. Его обширная географическая база данных может дать точную информацию о солнечном излучении и часах инсоляции конкретной области страны.

В программном обеспечении PVsyst доступны данные о солнечной энергии на широте $0,5^\circ$ и разрешении по долготе [173].

В нашем исследовании моделирование выполняется с использованием PVsyst 6.8.6, интерфейс которого приведен в рис. П.Д.1. Графики и таблицы, которые будут отображаться в более поздней части работы, были сгенерированы во время моделирования.

Чтобы иметь возможность запускать моделирование в PVsyst, необходимо выполнить ряд шагов с предварительно определенным местоположением проекта и доступными солнечными данными, которые описываются принципом выполнения PVsyst.

Принцип работы PVsyst описывается следующим образом: сначала необходимо определить систему ориентации и параметры поля, а также указать наклонную плоскость и азимут для достижения максимальной мощности от солнечных модулей.

Затем определяются потребности пользователей в электроэнергии и выбираются бытовые приборы для ежедневного потребления.

На рис. 5.1 показана структура выполнения моделирования в программе PVsyst.

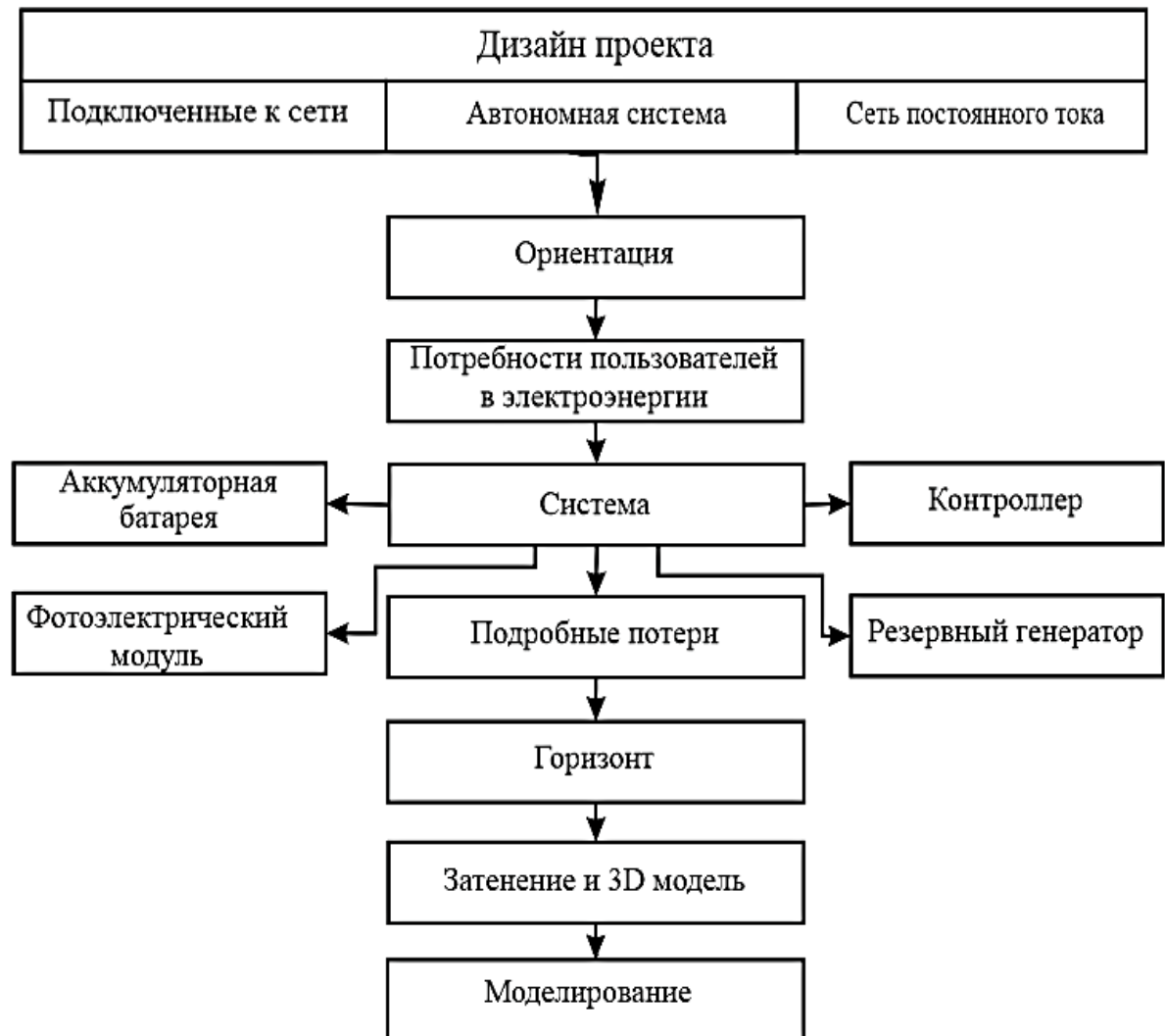


Рисунок 5.1 – Структура выполнения моделирование программы PVsyst

Поскольку расписание загрузки для потребителей меняется в зависимости от сезона, этот раздел программы позволяет установить расписание загрузки по месяцам и сезонам. В системной части выбираются тип, количество и технические характеристики аккумуляторов, технические характеристики контроллеров для зарядки и разрядки аккумуляторов, технические характеристики фотоэлектрических панелей и системы резервного генератора для поддержки автономной системы. В следующем разделе автоматически моделируются различные потери эффективности фотоэлектрической системы из-за температуры

окружающей среды, потребления энергии, потерь от загрязнения и потерь угла падения. Длинный теневой горизонт также определяется наклоном и азимутальной плоскостью. Для следующих разделов будут построены модель системного затенения и таблица коэффициентов затенения. Экономические оценки проекта корректируются, и на последнем этапе запускается процесс моделирования для анализа эффективности завершеного проекта в режиме реального времени. Результаты моделирование конвертируется в формате PDF для использования.

5.3. Автономная фотоэлектрическая система

Автономная система электроснабжения, также известная как электроснабжение удаленных районов, представляет собой автономную систему электроснабжения для мест, которые не оснащены системой распределения электроэнергии. Для автономных систем с контроллерами заряда аккумуляторов инверторы являются важными компонентами помимо солнечной панели и батареи [195]. На рисунке 5.2 показана принципиальная схема автономной фотоэлектрической системы. Диод, показанный здесь, является перепускным диодом, используемым в целях защиты.

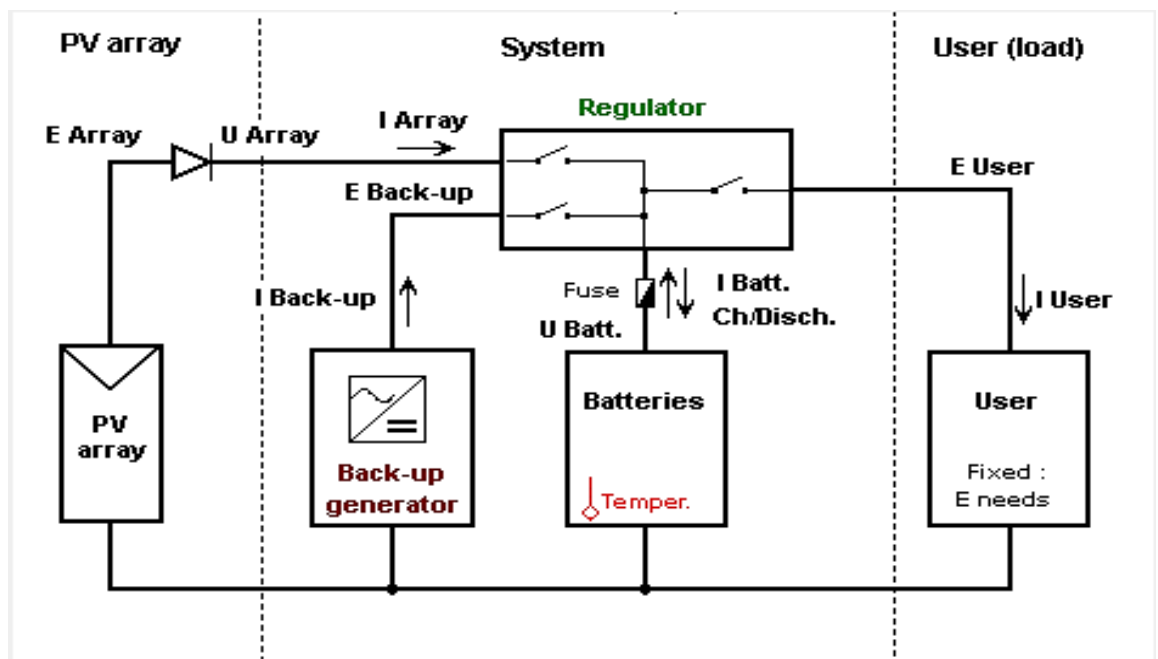


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема автономной системы

Автономная система напрямую подключается к нагрузке и ее размер зависит от номинальной мощности потребителя, задаваемого пользователем.

Избыточная энергия будет храниться в батарее для использования в будущем, когда возникнет потребность в энергии в период, когда нет солнца. К этой системе не подключена никакая сеть, поэтому она работает сама по себе. На рисунке П.Д.2 показана схема такой автономной системы.

Географическое положение. В качестве географического положения для моделирования автономной системы была выбрана труднодоступная горная местность (Сельская община Рогич) Пенджикентского района (широта $39,27^{\circ}$ N, долгота 67.68°) Республики Таджикистан, расположенная на севере Республики. Метеорологические данные получены из Meteonorm 7.2, Sat = 100% - Synthetic, всеобъемлющей климатологической базы данных для применения солнечной энергии, с ежегодной солнечной радиацией $5,5-6,6$ кВт·ч/м²/день на высоте 1582 м над уровнем моря. Для получения максимального солнечного излучения, угол наклона фотоэлектрических панелей определен в 45° , соответствующий местоположению местности [174].

Ориентация. Ориентация, включая фиксированную систему крепления, угол наклона 45° и азимут 0° , определяется таким образом, чтобы потери относительно оптимума составляли 0,0%.

Что касается ориентации, необходимо отрегулировать и выбрать идеальный угол наклона для максимальной выработки электрической энергии автономной системы. В нашем случае панели ориентированы (в данном случае на юг) и определяют угол, который панели будут образовывать по отношению к земле (угол наклона). Энергопотребление между зимой и летом велико, в остальном разница между солнечными ресурсами зимой и летом на этих широтах незначительна [175]. В нашем проекте наклон равен 45° , а азимут равен 0° , такая ориентация является наиболее оптимальной для максимальной выработки электроэнергии автономной системы. На рис. П.Д.3 представлен интерфейс ориентации программы PVsyst.

Определение нагрузки. Для моделирования автономной фотоэлектрической системы необходимо определить потребность в энергии, чтобы избежать

чрезмерного расширения электрической системы, которое может повлечь дополнительные расходы [176]. Энергопотребление определяется на основе суточной потребляемой мощности и времени ее работы.

В нашем случае были выбраны следующие электроприемники: 10 штук светодиодных ламп, 2 телевизора, 1 электрочайник, один холодильник, стиральная машина и кондиционер.

Часто используемые приемники электроэнергии, это лампы и телевизоры, которые предполагается использовать с 8:00 до 13:00 и с 19:00 до 23:00 каждый день, кроме выходных. Остальные приемники по час и по два часа используются в дневное время. В среднем мощность нагрузки в час составляет около 120 Вт, а пиковая мощность нагрузки, в которой по необходимости используется большинство электроприемников, составляет 6573 Вт за использованный час. Таким образом, средняя оценка суточной энергии принимается равной 10483 кВт·ч/сутки с использованием требований нагрузки, график которой представлен на рис. 5.3.

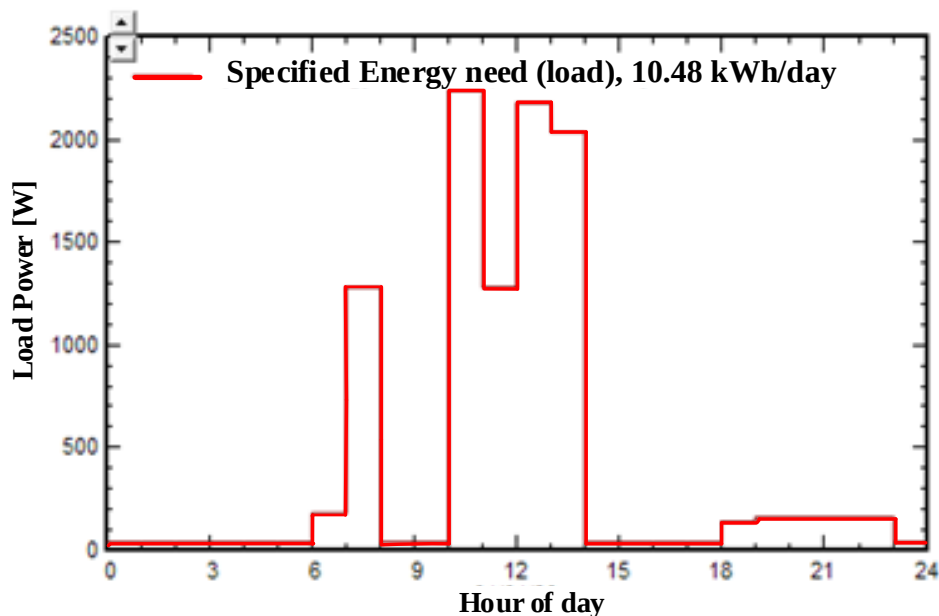


Рисунок 5.3 – Суточный график нагрузки потребителя

Выбор параметров электрооборудования и настройка системы. Для выполнения конфигурации системы выбор параметров каждого компонента

необходим и важен. В зависимости от требований к мощности нагрузки и потенциальных метеорологических данных, все компоненты выбраны для места установки автономной системы.

В табл. 5.1 представлено электрооборудование, используемое в автономной фотоэлектрической системе.

Таблица 5.1 – Используемое электрооборудование в фотоэлектрической системе

№	Наименование оборудования	Модель	Кол/во (шт.)
1	Фотоэлектрический модуль поликристаллического силиция, производитель Generic	Generic, Poly 285 Wp 72 ячеек	48
2	Блок аккумуляторной батареи, тип универсальный	регулируемый литий-ионный Universal (Li-ion)	19
3	Универсальный контроллер от производителя Generic	Universal controller with DCDC converter	1
4	Резервная генераторная установка	Номинальная мощность 3,0 кВт, Эффективная мощность 1,5 кВт	1

Выбор аккумуляторной батареи. При выборе аккумуляторов в первую очередь учитывается их эффективность. Эффективность батареи - это соотношение между энергией, полученной от батареи, и энергией, подаваемой в батарею, когда заряд и разряд (SOC) возвращаются в одно и то же состояние.

Эффективность батарей бывают: кулоновская эффективность (или фарадическая эффективность), омическая неэффективность и температурная эффективность [177]. Эффективность аккумуляторов рассчитывается по уравнению:

$$\eta_{АКБ} = \eta_{\text{кулон.эффек}} \times \eta_{\text{оми. эффект}} \times \eta_{\text{тем.эффек}} \quad (5.1)$$

Однако не имеет смысла оценивать эффективность за данный час, потому что это связано с долгосрочными процессами.

Принцип конструкции для определения размера батареи системы заключается в том, чтобы компенсировать ежедневные изменения солнечной радиации, а не служить в качестве сезонного накопителя энергии [178].

Фотоэлектрические модули не идеальны для зарядки аккумулятора. Выходной сигнал является ненадежным и сильно зависит от погодных условий, поэтому может быть гарантирован оптимизированный цикл зарядки и разрядки, что приводит к низкому уровню заряда батареи (SOC) [179].

Низкий заряд батареи сокращает срок ее службы. Выбор батарей для фотоэлектрических систем включает множество соображений по уравниванию энергии фотоэлектрической системы.

Необходимые критерии при выборе аккумулятора представлены на рис. 5.4.



Рисунок 5.4 – Критерии выбора аккумуляторной батареи

При выборе аккумуляторов PVsyst предлагает идеальный тип и количество аккумуляторов для автономной системы в зависимости от заряда потребителя и других факторов. В нашем случае было выбрано 19 единиц управляемых

универсальных аккумуляторов литий-ионной технологии (Li-ion), подробные параметры которых приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики блоков аккумуляторной батареи типа регулируемый литий-ионный **Universal (Li-ion)**

№	Наименование параметров	Значение параметров
Базовые параметры		
1	Количество клеток в серии / параллельно 16x21	366 ячеек
2	Номинальное напряжение, (U_H)	51,2 В
3	Емкость токов всех блоков, (I)	1247 А·ч
4	Напряжение при состоянии заряда, (SOC)	52,48 В
5	Ток саморазряда при 20 °С	5,25 мА
6	Статическое время жизни, лет	5 лет
7	Емкость на C10, (I)	65,53 А·ч
8	Внутреннее сопротивление, (R)	39,01 мОм
9	Опорная температура, (t)	20 °С
10	Эффективность, (%)	96%
11	Номинальная ёмкость, (I)	63 А·ч
12	Время для скорости заряда, (T)	5 часов
Поведение аккумуляторов в пределах		
13	Напряжение отсечки заряда, (U_3)	67,2 В
14	Напряжение отсечки разряда, (U_P)	44 В
15	Максимальный зарядный ток, ($I_{MAX,Z}$)	63 А
16	Максимальный ток разряда, ($I_{MAX,P}$)	126 А
17	Минимальная температура зарядки, (t)	0 °С
18	Минимальная температура разряда, (t)	– 20.0 °С
19	Накопленная энергия на глубина разряда	95%, 3,11 кВт·ч
20	Общая накопленная энергия, 1675 цикл	5215 кВт·ч
21	Удельная энергия, (E)	77 Вт/кг
22	Удельный вес, (m)	13 кг/Вт

На рис. 5.5 показана характеристика напряжения холостого хода при различном состоянии заряда блока аккумуляторов модели 65,6 Ач литий-ионный.

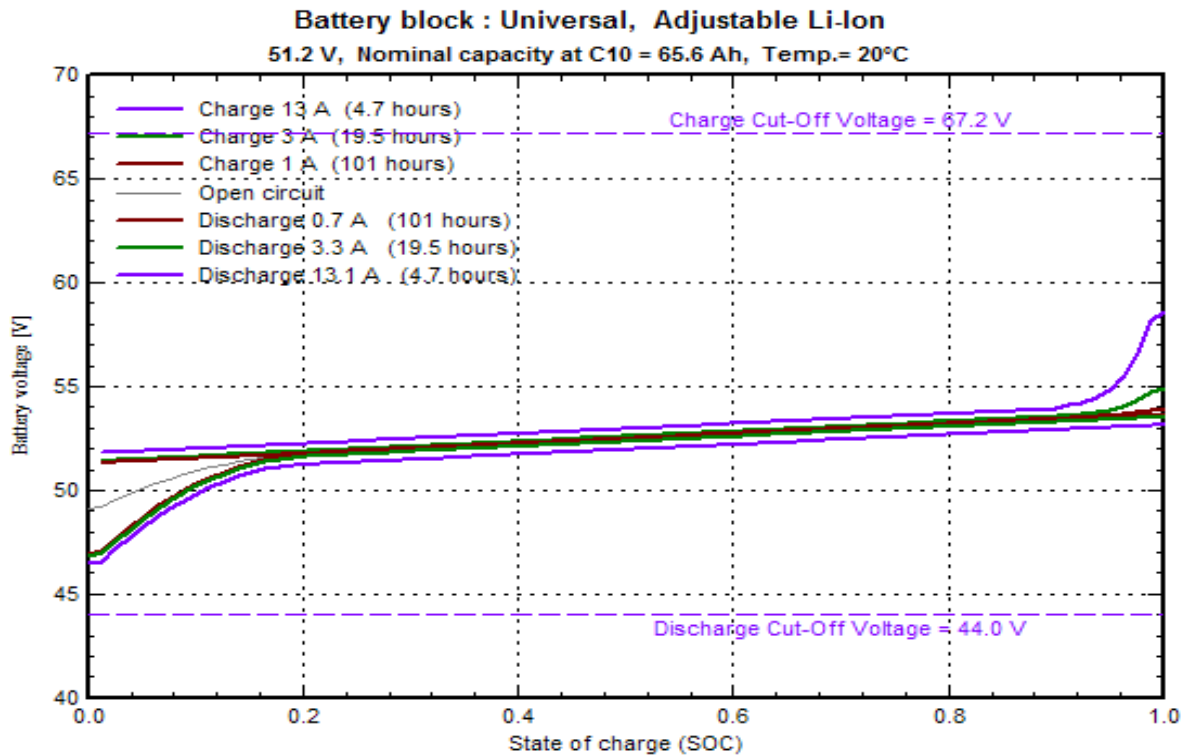


Рисунок 5.5 – Характеристики напряжения холостого хода при различном состоянии заряда и разряда блок аккумулятора модели 65,6 А·ч литий-ионный
Universal (Li-ion)

Выбор и настройка фотоэлектрического модуля: Солнечная энергия представлена в виде излучения, от которого зависит размер фотоэлектрических матриц. Большое количество солнечных модулей подключено к массивам [180].

Фотоэлектрическая матрица должна иметь подходящий размер, чтобы обеспечивать достаточную мощность для потребителей и для зарядки и зарядки аккумулятора. Для того, чтобы использовать максимальное количество солнечного излучения, фотоэлектрическая матрица должна быть расположена под определенным углом. Для статической оптической решетки массив обычно ориентирован на юг в северном полушарии. Оптимальная генерация фотоэлектрической матрицы может быть достигнута при угле наклона, примерно равном широте платформы.

Угол наклона массива PV в нашем исследовании составляет 45°. Размер фотоэлектрической матрицы может быть увеличен или уменьшен в зависимости от требуемой нагрузки [181].

В данной работе выбраны 48 штук панелей технологии поликристаллического силиция (Модель **Generic, Poly 285 Wp 72 ячеек**), от производителя Generic. В таблице 5.3 приведены технические параметры фотоэлектрического модуля, используемого в АФС.

Таблица 5.3 – Технические характеристики фотоэлектрического модуля типа поликристаллического силиция **Generic, Poly 285 Wp 72 ячеек**

№	Наименование параметров	Значение параметров
1	Пиковая мощность, при STC, (P_{mpp})	285 Вт
2	Ток короткого замыкания, (I_{sc})	8,370 А
3	Ток в точке максимальной мощности, (I_{mpp})	8,050 А
4	Температурный коэффициент, (I_{sc})	4,2 мА/°С
5	Напряжение холостого хода, (U_{oc})	44,9 В
6	Напряжение в точке максимальной мощности, (U_{mpp})	35,4 В
7	Напряжение в точке максимальной мощности, (U_{mpp}) при (60 °С)	30,7 В
8	Напряжение в точке максимальной мощности, (U_{mpp}) при (-10 °С)	50,4 В
9	КПД PV модуля	16,4 %
10	Количество ячеек	72
11	Размер, ДхШхТ	1956x992x50 мм
12	Площадь PV модуля	1,940 м ²
13	Масса PV модуля	27 кг

Чтобы понять основные характеристики фотоэлектрического модуля и массива, мы используем I-V характеристики, обычно встречающиеся в производственных паспортах. Производители фотоэлектрических модулей используют разные солнечные элементы, таким образом ожидается, что характеристики фотоэлектрического модуля отличаются от одного производителя к другому. Один производитель использует солнечные элементы разного качества для модулей в рыночных сегментах [182-183].

Освещенность, угол наклона и, в основном, температура воздуха, где установлены солнечные модули, определяют его вольт-амперные и мощностные характеристики. Чтобы получить максимальную эффективность от фотоэлектрических модулей, надо выполнять требование STC (1000 Вт/м^2 , 25°C), но, как правило, температура воздуха колеблется практически каждый час, что в большинстве случаев приводит к уменьшению эффективности фотоэлектрических модулей.

Представленные ниже характеристики были построены при заданной температуре окружающей среды 35 и 55 градусов Цельсия и при разных освещенностях по сравнению с требованием STC для данной местности.

Исследование показывает, что в реальных условиях напряжение в точке максимальной мощности U_{mpp} не меняется независимо от интенсивности излучения, но уменьшение значения U_{oc} из-за температуры часто преодолевает логарифмическое увеличение из-за освещенности.

Таким образом можно сделать вывод, что для поддержания эффективности работы солнечного модуля вблизи точки максимальной мощности, необходимо предусмотреть термозащиту поверхности от влияния высоких температур.

Такая термозащита была разработана с использованием голографической плёнки для защиты от перегрева и повышения эффективности солнечных модулей, описанная в четвертой главе данной диссертационной работы.

На рисунках 5.6-5.11 представлены характеристики фотоэлектрического модуля, (Модель **Generic, Poly 285 Wp 72 ячеек**), при разных освещенностях и температурах воздуха.

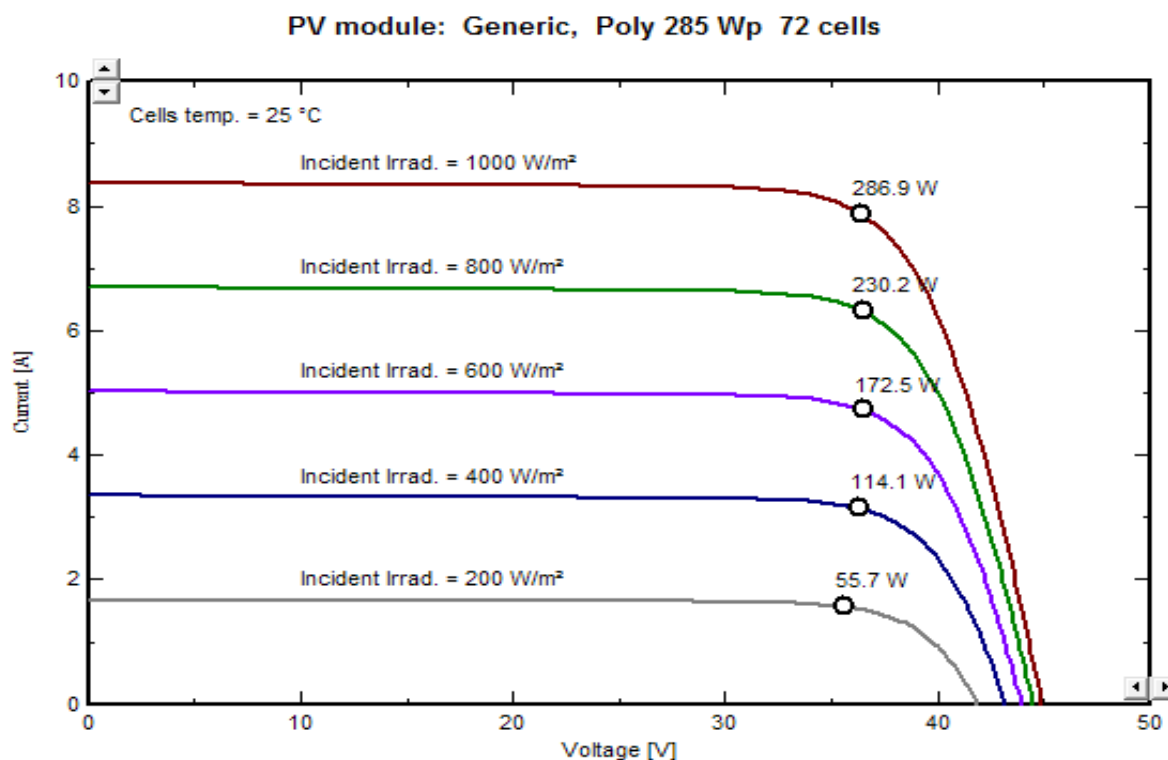


Рисунок 5.6 – Вольт-амперные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при STC

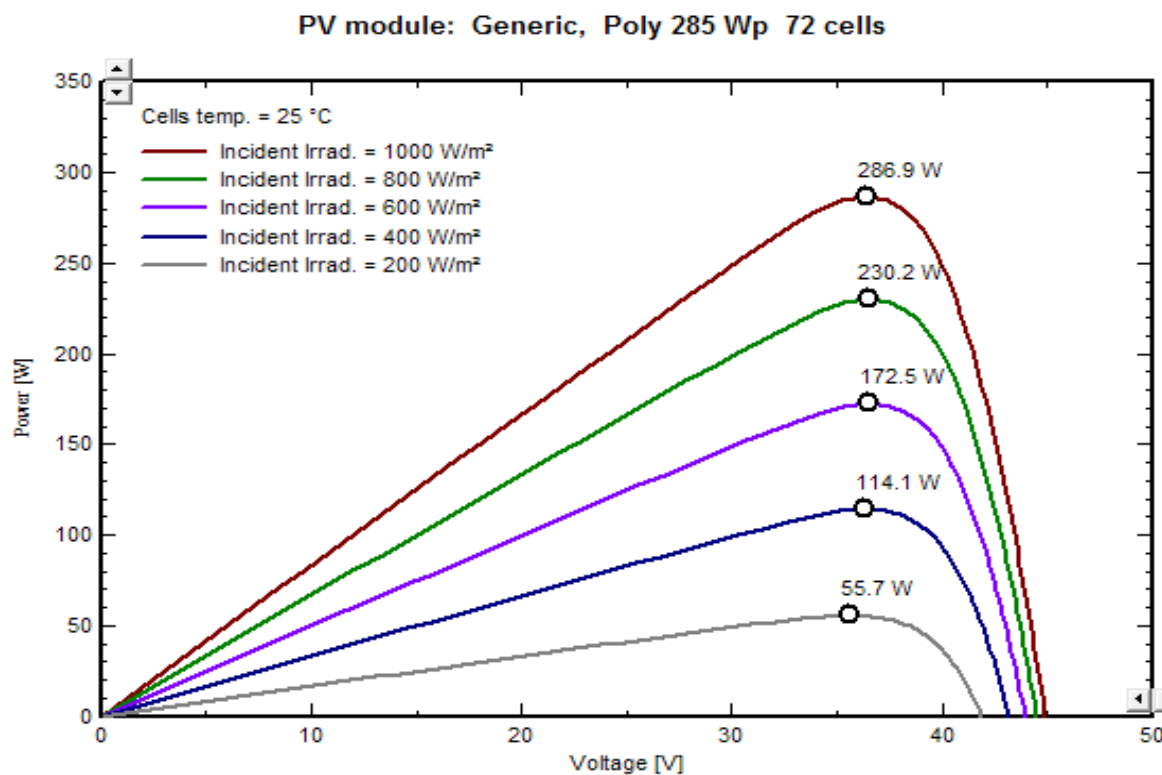


Рисунок 5.7 – Мощностные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при STC

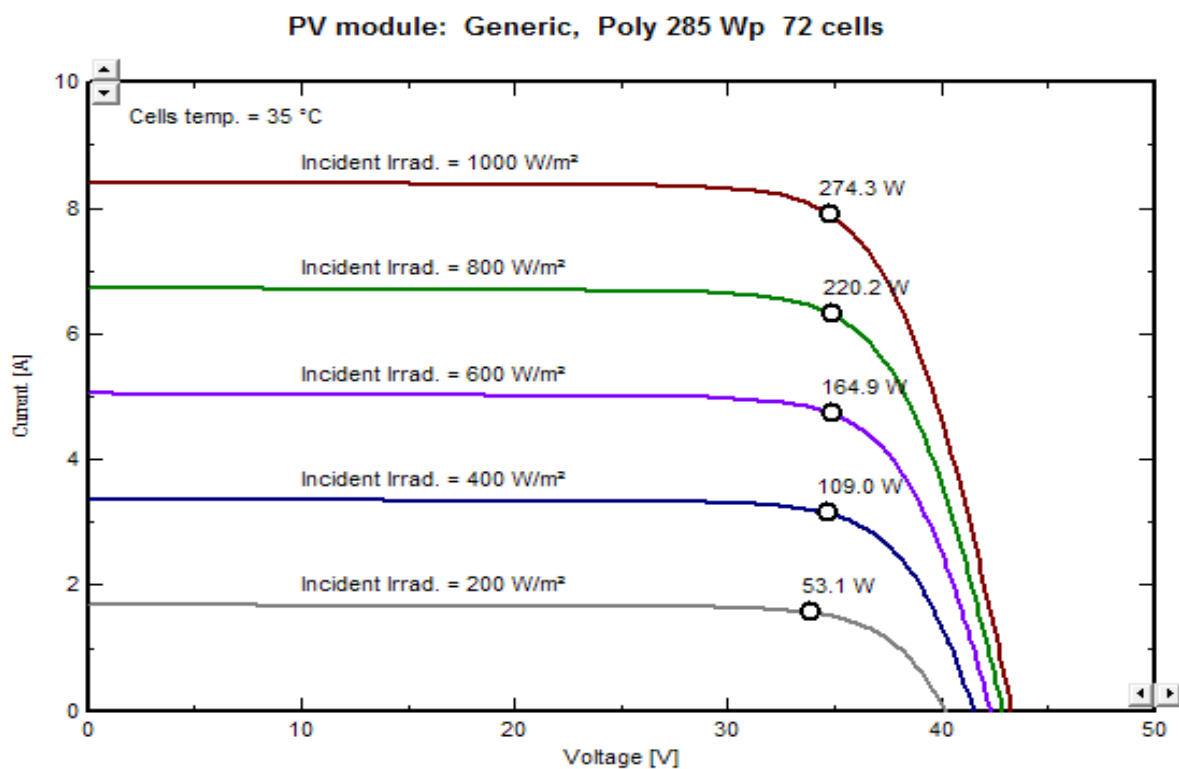


Рисунок 5.8 – Вольт-амперные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при температуре воздуха 35 °C

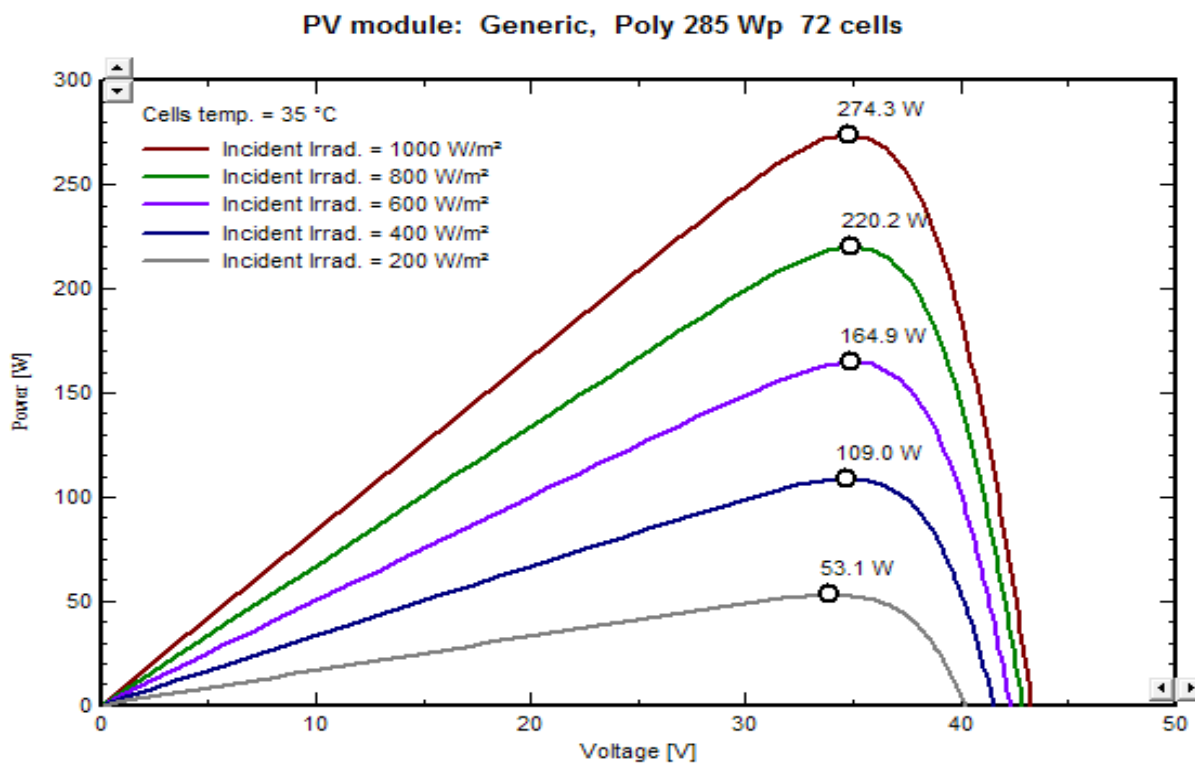


Рисунок 5.9 – Мощностные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при температуре воздуха 35 °C

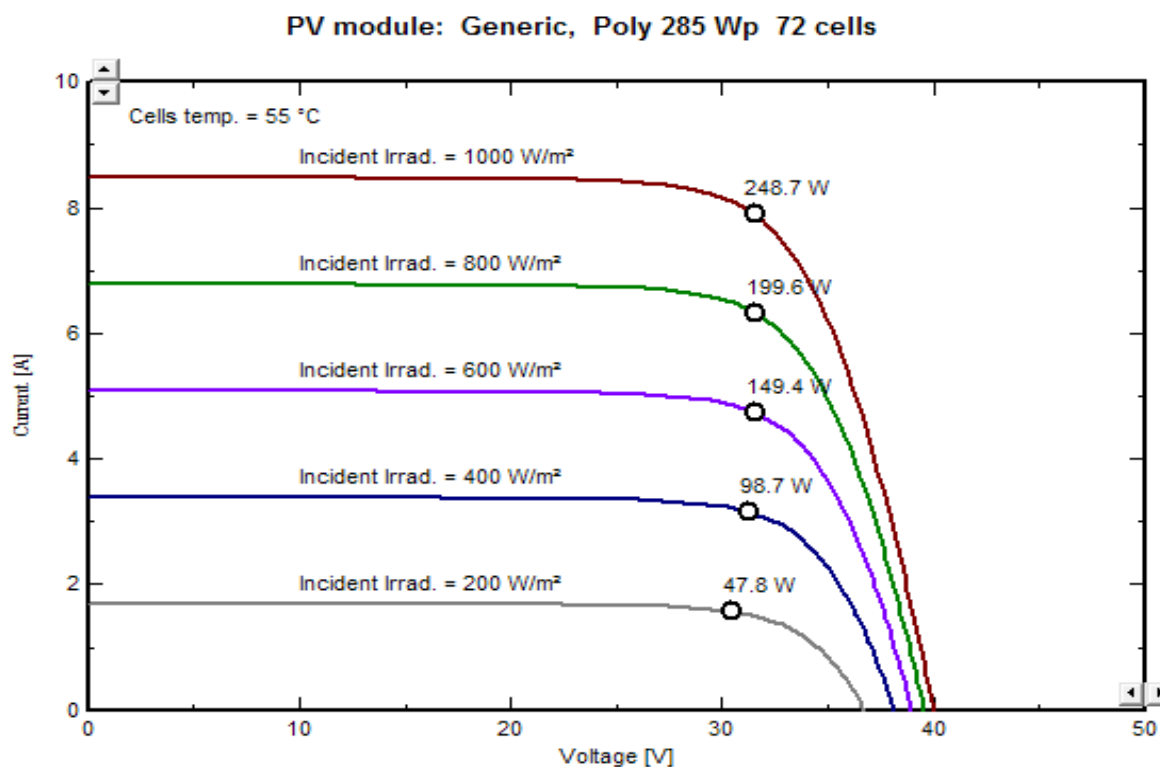


Рисунок 5.10 – Вольт-амперные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при температуре воздуха 55 °C

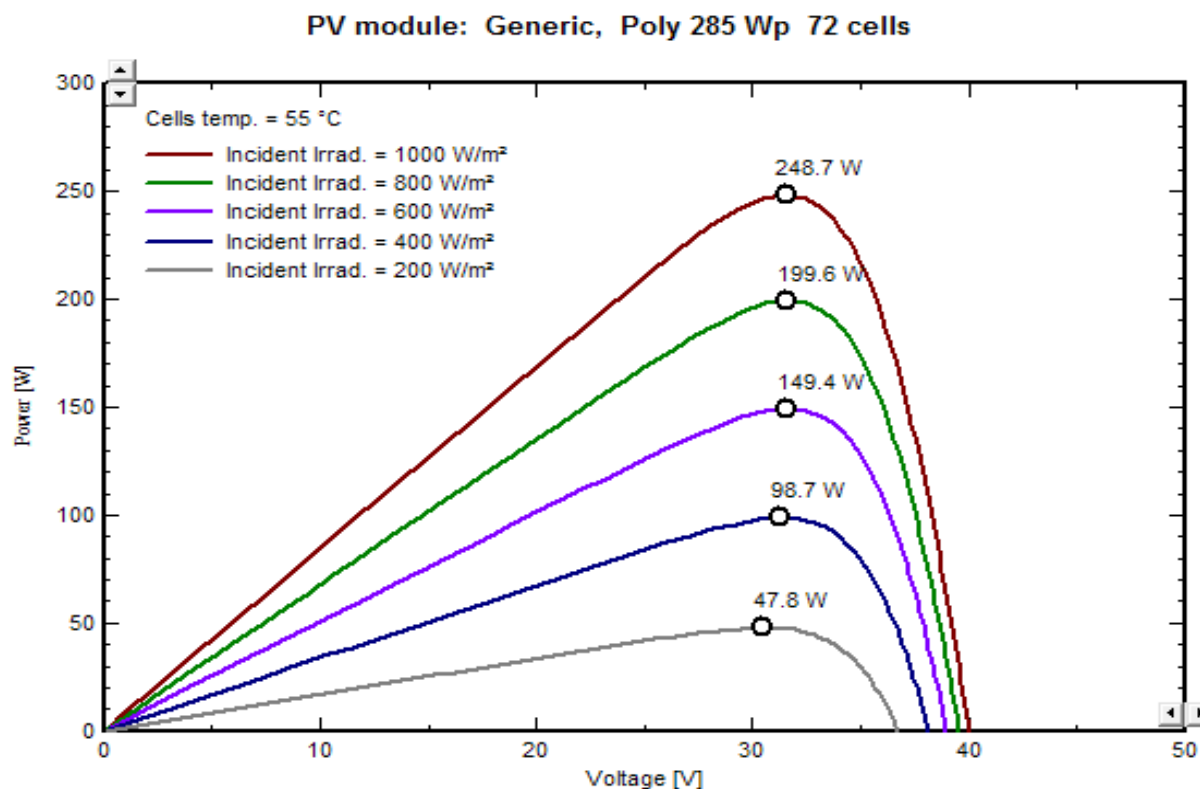


Рисунок 5.11 – Мощностные характеристики солнечного модуля при разной освещенности и при температуре воздуха 55 °C

Выбор и настройка универсального контроллера. Контроллер считается важным компонентом фотоэлектрической системы. Он используется для защиты аккумуляторов от перезарядки и чрезмерной разрядки из-за увеличения емкости и увеличения срока службы. Если не будет достигнуто желаемое напряжение, аккумулятор не будет перезаряжаться, и при слишком высоком напряжении аккумулятор будет перегреваться, что приведет к повреждению клемм аккумулятора [184].

Учитывая нагрузку и количество аккумуляторов, PVsyst предлагает выбрать универсальный контроллер с технологическим преобразователем DC-DC производства Generic. Технические характеристики контроллера приведены в таблице 5.4. Также доступен резервный генератор мощностью 3 кВт для поддержки автономной системы при недостатке солнечного излучения.

Таблица 5.4 – Технические характеристики универсального контроллера с технологиями DC-DC преобразования

№	Наименование параметров	Значение параметров
1	Максимальный ток заряда ($I_{\max}$)	98 А
2	Максимальный ток разряда ($I_{\max}$)	43,7 А
3	Максимальный ток резерва ($I_{\max}$)	43,7 А
4	Номинальная конверторная мощность ($P_{\text{ном}}$)	3,65 кВт
5	Максимальная выходная мощность ($P_{\max}$)	4 кВт
6	Номинальное выходное напряжение ($U_{\text{ном}}$)	52 В
7	Максимальное напряжение при отключении ($U_{\max}$)	249 В
8	Номинальный выходной ток ($I_{\text{ном}}$)	70.2 А
9	Максимальная эффективность	97 %

Определение горизонта и окружающие сцены затенения. Часть горизонта показывает, сколько полезного солнца действительно доступно для фотоэлектрической системы. Черная линия указывает на препятствия вокруг солнечного поля, в основном на далекие деревья, а синяя линия соответствует автоматическому затенению фотоэлектрических модулей.

График горизонта учитывает все препятствия местности, где располагается СЭС как от дальних объектов, так и ближних, на расстоянии менее 50 метров. Здесь же можно увидеть, каким будет затенение с 22 июня по 22 декабря. Диаграмма сцены затенения показана на рис. П.Д.4.

Анализ затенения, выполняемый PVsyst, постоянно улучшается из-за его нестабильной и ненадежной работы. Пользователь может определять близлежащие препятствия либо вручную, либо с помощью 3D-инструмента (рис. П.Д.5) объектов, запускать и сохранять сцену затенения для использования в симуляции.

Конструкция, близкая к затенению, довольно сложна и требовательна, поэтому некоторые явления не могут быть точно рассчитаны и основаны на предположениях (например, доля электрического воздействия). Доля электрического эффекта, то есть насколько линия будет затронута затенением, является очень важным фактором довольно сложного явления, среднее значение которого недоступно. Приблизительная оценка доли электрического воздействия составляет 60-80 %, но это значение должно определяться для каждой системы индивидуально.

5.4. Результаты моделирования и анализа эффективности автономной фотоэлектрической системы

Со всеми вышеупомянутыми шагами было запущено моделирование.

Результаты моделирования предлагаемой фотоэлектрической системы анализируются в этом разделе. Эффективность этого исследования полностью основана на программном моделировании программного обеспечения PVsyst.

Таким образом, оценка рентабельности и качества системы может быть сделана на основе общего производства энергии (МВт·ч/год), коэффициента

производительности (%) и удельной энергии (кВт·ч/кВт·п) как корреляции между показателем производства и доступным облучением с заданной направленностью.

Потенциальное улучшение характеристик системы может быть основано на цифрах из подробной диаграммы потерь, которая содержит основные энергии и выигрыш или потери в процессе моделирования. В рамках проекта можно выполнить и сравнить несколько вариантов моделирования.

Анализ эффективности автономной системы. Все рисунки и таблицы, показанные в работе, генерируются в процессе моделирования. Таблица 5.5 представляет метеорологическую и падающую энергию фотоэлектрической системы:

Глобальное горизонтальное облучение (GlobHor) составляет 1715,1 кВт·ч/м² в год; горизонтальное диффузное облучение (DiffHor) составляет 580,51 кВт·ч/м² в год; общая глобальная падающая энергия на плоскости коллектора составляет 1946 кВт·ч/м² в год.

Таблица 5.5 – Метео- и падающая энергия на поверхность автономной фотоэлектрической системы

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DiffInc	Alb_Inc	Diff_Gl
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	
January	62.4	29.45	-2.16	1.9	107.3	35.91	1.824	0.000
February	84.1	31.48	0.50	2.5	130.3	36.51	2.460	0.000
March	116.4	55.46	6.57	2.7	140.3	56.29	3.406	0.000
April	150.9	68.72	11.29	2.7	154.4	64.39	4.397	0.000
May	191.4	80.16	16.67	2.6	172.3	73.28	5.489	0.000
June	226.6	62.82	20.90	2.7	191.4	57.39	6.461	0.000
July	239.7	59.10	22.79	2.4	208.1	55.62	6.835	0.000
August	216.8	53.57	21.61	2.3	214.9	53.96	6.256	0.000
September	173.8	41.76	16.49	2.4	213.1	46.27	5.086	0.000
October	121.4	42.74	10.43	2.0	176.5	49.43	3.554	0.000
November	76.4	29.65	4.76	1.9	134.1	37.36	2.233	0.000
December	55.2	25.61	-0.70	2.0	103.3	31.69	1.616	0.000
Year	1715.1	580.51	10.82	2.3	1946.0	598.11	49.619	0.000

В таблице 5.6 представлены подробные среднемесячные потери системы в кВт·ч/год:

Потерь за счет качества модуля (Mod Qual) 173,197 кВт·ч/год; потерь при несоответствии модуля (Mis Loss) 604,92 кВт·ч/год; омические потери в проводки (потери Ом) 1162,4 кВт·ч/год; виртуальная энергия массива в точке максимальной мощности (EArrMPP) 21499 кВт·ч/год; виртуальная энергия массива при фиксированном напряжении (EArUfix) 20252 кВт·ч/год; неиспользованная энергия 16180 кВт·ч/год; эффективная энергия на выходе массива (EArray) 4070,7 кВт·ч/год.

Таблица 5.6 – Среднемесячные потери автономной системы

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
January	62.4	95.9	1097	740	325.0	325.0	1.000
February	84.1	119.5	1365	1054	293.6	293.5	1.000
March	116.4	126.8	1455	1125	315.4	315.4	1.000
April	150.9	138.4	1586	1263	305.3	305.2	1.000
May	191.4	153.3	1761	1427	315.4	315.4	1.000
June	226.6	171.6	1950	1646	286.7	286.6	1.000
July	239.7	187.3	2120	1806	296.3	296.1	1.000
August	216.8	195.0	2200	1884	296.3	296.1	1.000
September	173.8	195.4	2213	1913	281.6	281.5	1.000
October	121.4	162.0	1855	1546	291.0	290.9	1.000
November	76.4	121.3	1392	1089	281.6	281.5	1.000
December	55.2	89.5	1025	688	325.0	325.0	1.000
Year	1715.1	1756.1	20019	16180	3613.1	3612.1	1.000

Основные результаты анализа производительности. Коэффициент производительности, который указывает соотношение между фактическим выходом (выход с инвертора) и целевым выходом (выход массива PV), в моделировании составил 13,57 %. Солнечная доля, которая является отношением энергии к необходимой энергии, составляет 100,02 %. Эти показатели представляют уровень использования системы. На рис. 5.12 показан коэффициент производительности по месяцам, а на рис. 5.13 - нормализованная выработка

электроэнергии. Нормализованные производственные процессы, такие как потери при сборе, системные потери и произведенная полезная энергия на установленный в кВт/день, были оценены в ходе имитационного исследования.

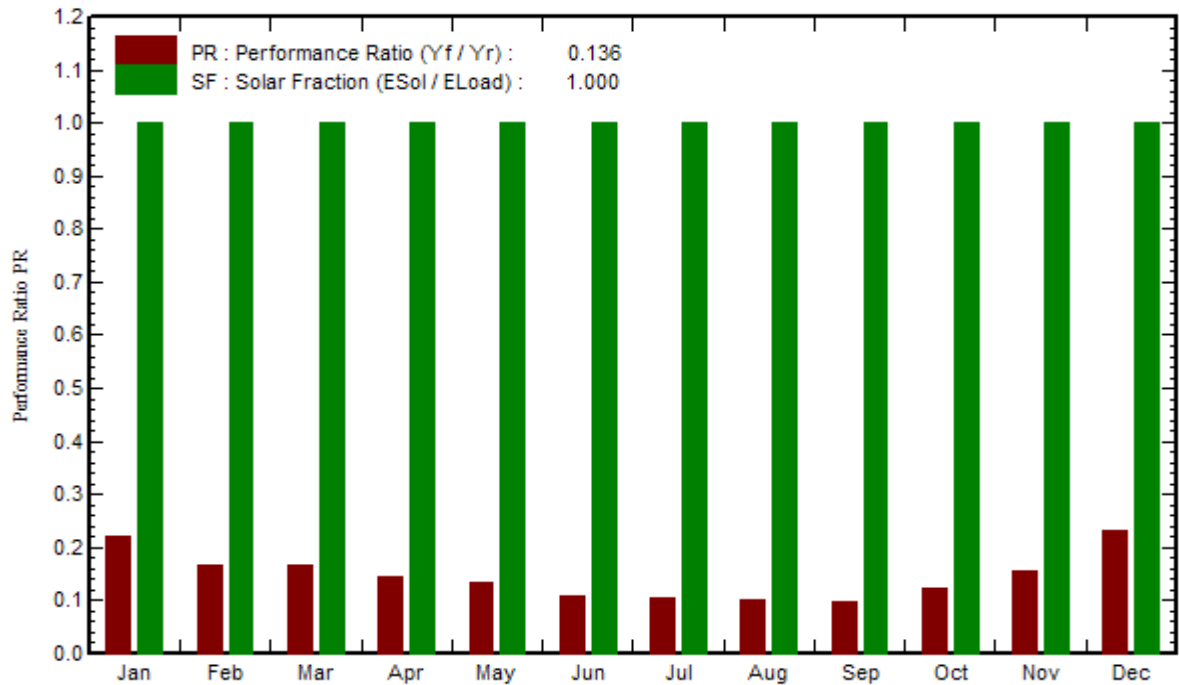


Рисунок 5.12 – Коэффициент производительности и солнечная доля

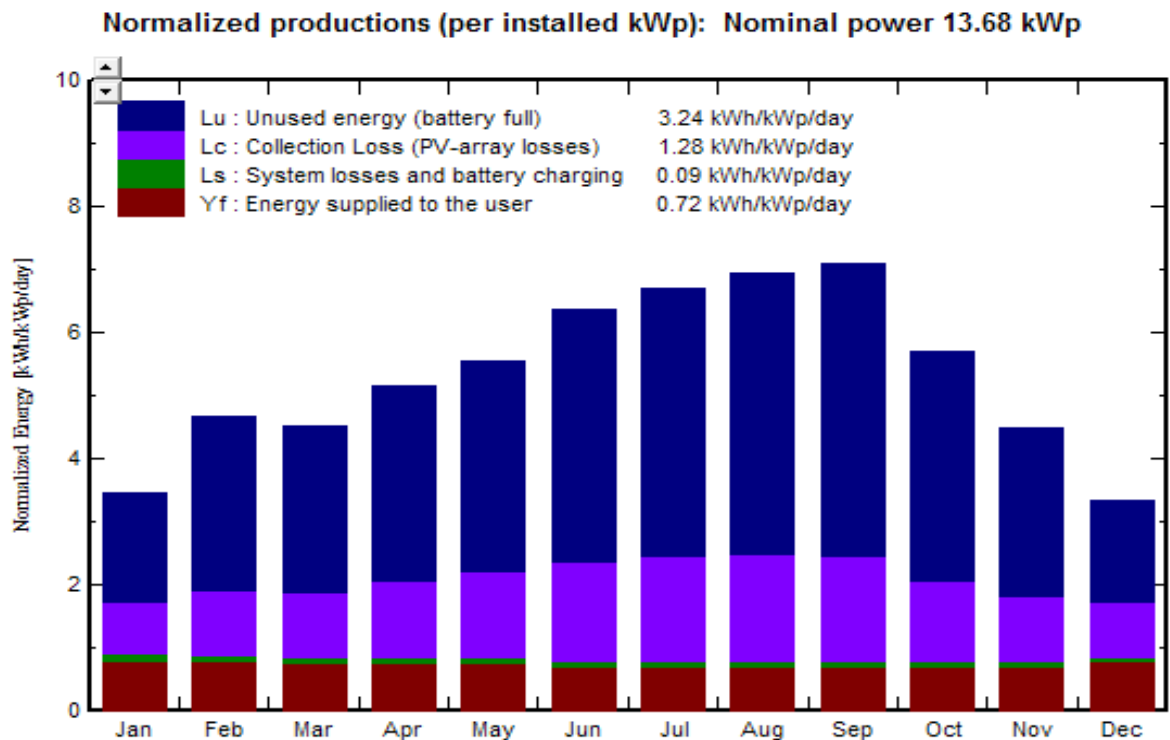


Рисунок 5.13 – Нормализованное выработка электроэнергии в кВт

На рис. 5.13 из графика видно, что автономная система максимально вырабатывает 13,68 кВт·ч/день. Избыточная энергия, при полностью заряженных аккумуляторах, составляет 3,24 кВт·ч/день, потери фотоэлектрического массива равны 1,28 кВт·ч/день, системные потери и зарядка аккумулятора 0,09 кВт·ч/день, энергия, поставляемая пользователю 0,72 кВт·ч/день.

Диаграмма системных потерь. Подробная годовая диаграмма потерь, полученная в ходе моделирования, показана на рисунке П.Д.6. Глобальное излучение на горизонтальной плоскости составляет 1715 кВт·ч/м², но эффективное излучение на коллекторе платформы составляет 1756 кВт·ч/м², это приводит к потере энергии, то есть 0,52 % из-за уровня освещенности.

Когда это эффективное излучение падает на поверхность фотоэлектрического модуля или массива, производится электричество или электрическая энергия.

После преобразования PV модулей, номинальная энергия блока при стандартных условиях испытаний (STC) составляет 24180 кВт·ч. КПД массива фотоэлектрических на STC составляет 14,8 %. На этой стадии возникают различные потери: 4 % – потери из-за температуры, 0,75 % – потери из-за ухудшения качества модулей, 2,6 % – несоответствие потерь, в модулях и строки и 5,13 % – омические потери. Эффективная энергия на выходе массива 4071 кВт·ч и на этом возникают следующие потери: 5,54 % – потери преобразователя при работе, 5,54 % – потери преобразователя из-за порога мощности и 4,7 % – потери эффективности батареи. Ежегодная доступная энергия на выходе инвертора составляет 3612 кВт·ч, которая и поступает потребителю [185], [175,186,187].

Выводы по пятой главе

По результатам выполнения пятой главе диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Производительность автономной фотоэлектрической системы (АФС) была оценена с использованием программного обеспечения Pvsyst для одного из труднодоступных неэлектрифицированных населённых пунктов Пенджикентского

района РТ. Чтобы оптимизировать автономную систему, в программном обеспечении учтено ежедневное и ежемесячное потребление электроэнергии, равной 10 кВт·ч/день, а для максимальной эффективности системы была оптимизирована ориентация фотоэлектрических панелей.

2. Результат моделирования показывает, что самый высокий уровень солнечной радиации в городе Пенджикенте наблюдается с апреля по июль, и его значение варьируется от 150,9 до 239,7 кВт·ч/м² глобального горизонтального излучения. Периоды излучения высокого уровня очень сильно зависят от погодных условий, которые считаются благоприятными для данного региона.

3. Определено, что, установив автономную систему мощностью 13,68 кВт для питания частных домов, для ежедневной нагрузки 10 кВт·ч/день, система вырабатывает доступную энергию 20 МВт·ч в год при удельной выработке 1463 кВт·ч/кВт·п/год. Годовая потребляемая энергия составляет 3,6 МВт·ч, неиспользованная энергия – 16,18 МВт·ч, а коэффициент полезного действия системы – 13,57 %.

4. Результат моделирования показывает, что большинство солнечной энергии, приходящейся на анализируемый период, не преобразуется в полезную энергию из-за таких факторов, как потери в проводимости, контактные потери, тепловые потери, коэффициент полезного действия модуля и инвертора, дефекты компонентов и т.д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ

По результатам диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Анализ современного состояния энергетики Таджикистана выявил проблему энергодефицита и ненадежного энергоснабжения отдаленных и труднодоступных (горных) мест республики, где проживает значительная часть населения.

2. Расчет валового, технического и экономического потенциала солнечной энергии, показал, что он является наиболее ресурсным и перспективным видом энергии для электроснабжения отдалённых и труднодоступных районов республики.

3. Карты солнечного потенциала, построенные на основании метеорологических данных NASA и метода многокритериального подхода, позволяют оценить перспективы выработки электроэнергии в конкретных районах Республики Таджикистан на солнечных электростанциях.

4. Разработанная методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей позволяет определить эффективность их работы в условиях повышенных температур и поддерживать энергетические параметры модулей, заявляемые производителем.

5. Основной проблемой, ограничивающей масштабное применение солнечных энергоустановок в странах с жарким климатом, является перегрев поверхности солнечных модулей и снижение генерации электроэнергии. Использование голографической пленки, отражающей инфракрасную составляющую солнечного спектра, позволило снизить температуру поверхности модулей в среднем на 4-5 градусов.

6. Разработанная структура голографического рисунка пленки в виде призмаконов обеспечивает концентрацию солнечных лучей видимой части спектра на поверхности модулей в 3,0-3,5 раза, обеспечивая соответствующее повышение генерации электрической энергии.

7. Моделирование процесса генерирования электроэнергии солнечными модулями с использованием разработанной голографической термозащиты с помощью программы MATLAB подтвердило возможность увеличения выработки электроэнергии за счет концентрации солнечных лучей, снижение деградации модулей в результате их перегрева и увеличение их срока службы при эксплуатации.

8. Применение термозащитной пленки на СЭС из 48 солнечных модулей позволит получить дополнительно около 7 МВт·ч электроэнергии в год, что показывает экономическую целесообразность внедрения устройств термозащиты для работы солнечных электростанций в условиях жаркого климата Республики Таджикистан.

9. Смоделированная с помощью программного пакета PVsys автономная солнечная электростанция и выбор качественного электрооборудования показали целесообразность размещения ее в труднодоступных районах Республики Таджикистан и обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГЭС – гидроэлектростанция

МГЭС – малая гидроэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ЛЭП – линия электропередач

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭС – ветроэлектростанция

ЭЭС – электроэнергетическая система

ОЭС – объединенная энергосистема

ЭБ – энергия биомассы

ВЭ – ветровая энергия

ГЭ – геотермальная энергия

СЭС – солнечная электростанция

СЭ – солнечная энергетика

СР – солнечная радиация

СИ – солнечная инсоляция

СМ – солнечный модуль

ФЭП – фотоэлектрический преобразователь

СП – солнечная панель

СК – солнечный коллектор

АФС – автономная фотоэлектрическая система

СП – солнечный потенциал

ДСЭ – децентрализованная система электроснабжения

ОАХК «Барки Точик» – открытая акционерная холдинговая компания «Барки Точик»

ОАО – Открытое Акционерное Общество

ГБАО – Горно-Бадахшанская автономная область

СССР – Союз Советских Социалистических Республик

Т.У.Т – тонна условного топлива

ЭЭФ – энергоэффективность

КПД – коэффициент полезного действия

NOCT – Normal Operating Cell Temperature

НРТЯ – номинальная рабочая температура ячейки

STC – Standard Test Conditions

ГИС – Географическая информационная система

CSP – Concentrated solar power (концентрированная солнечная энергия)

NASA – National Aeronautics and Space Administration

АИП – Аналитический иерархический процесс

МАИ – Метод аналитической иерархия

PVOUT – (PV выработка электроэнергии)

GHI – Global Horizontal Irradiance (Глобальное горизонтальное излучение)

DHI – Diffuse Horizontal Irradiation (Диффузное горизонтальное излучение)

DNI – Direct Normal Irradiance (Прямое нормальное излучение)

GTI – (Глобальное наклонное облучение)

IRENA – Международное Агентство по Возобновляемой Энергетике

ТКМ – Температурный коэффициент мощности

ВАХ – Вольт-амперная характеристика

ТЗМ – Термозащита модуля

ЮУрГУ (НИУ) – Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Регионы Таджикистана: административное деление, традиции, достопримечательности [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <https://www.tajik-gateway.org/wp/regions/> (дата обращения: 31.10.2019).
2. COUNTRYMETERS: Население Таджикистана [Электронный ресурс] – Режим доступ: <https://countrymeters.info/ru/Tajikistan> (дата обращения: 31.10.2019).
3. Википедия. Таджикистан [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B0%D0%B4%D0%B6%D0%B8%D0%BA%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD> (дата обращения: 31.10.2019).
4. Кирпичникова, И.М. Состояние и перспективы использования гидроэнергетического потенциала Республики Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Энерго- и ресурсоснабжение в теплоэнергетике и социальной сфере: Материалы Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, учёных ЮУрГУ. – Челябинск, 2017. - Том 5. № 1. С. 101-107.
5. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <http://www.barqitojik.tj> (дата обращения: 09.06.2020).
6. Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. – Режим доступ: https://www.mewr.tj/?page_id=549 (дата обращения: 31.10.2019).
7. Султонов, Ш.М. Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистан) [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.02 / Султонов Шерхон Муртазокулович. – Новосибирск: НГТУ, 2016. – 163 с.
8. Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения: Отраслевой обзор [Электронный ресурс] / Евразийский банк развития. – Алматы, 2008. – 44 с.
http://www.eabr.org/general/upload/docs/publication/analyticalreports/obzor_water_fin_al_rus.pdf. (дата обращения: 11.11.2019).

9. Тимур, Валамат-Заде. Энергетика Таджикистана: Настоящее и ближайшее будущее // Центральная Азия и Кавказ. 2008. № 1 (55). С. 104-113.
10. Абдуллаева, Ф.С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР / Ф.С. Абдуллаева, Г.В. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Изд-во «Недра», 1965 г. – 658 с.
11. Петров, Г.Н. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современное состояние, проблемы и пути решения / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов. – Душанбе: Дониш, 2011– 234 с.
12. Чоршанбиев, С.Р. Повышение эффективности функционирования электрических сетей с распределенной солнечной генерацией за счет снижения технических потерь электроэнергии (на примере Республики Таджикистан) [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.02 / Чоршанбиев Сироджиддин Ражаббокиевич. – Москва: МЭИ, 2019. – 189 с.
13. Кариас, Г. Лиан, Амал Мани Таджикистан: Генеральный план развития энергетического сектора - заключительный отчет. – Грант АБР №: 0213-TAJ. Февраль 2017 г.
14. Официальный сайт компании «Памир Энерджи» [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <https://energybase.ru/generation/pamir-energy> (дата обращения: 27.05.2020).
15. Назиров, Х.Б. Разработка системы управления качеством электрической энергии в электрических сетях [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.02 / Назиров Хуршед Бобоходжаевич. – Москва: МЭИ, 2012. – 201 с.
16. Чоршанбиев, С.Р., Шведов Г.В., Анализ выработки, передачи и потребления электрической энергии в национальной энергетической компании ОАХК «Барки Точик» Республики Таджикистан // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. 2018. №4 (44). С. 27-35.
17. В Таджикистане увеличилось производство электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <https://tj.sputniknews.ru/country/20200127/1030614135/tajikistan-proizvodstvo-elektroenergiya.html> (дата обращения: 28.05.2020).

18. Шахзода, Б.Т. Повышение эффективности работы гибридной солнечной установки с голографическим концентратором [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.08 / Шахзода Бехрузи Талби. – Москва: МЭИ, 2019. – 166 с.

19. Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р., Васьков А.Г. Оценка потенциальных ресурсов солнечной энергии на территории Республики Таджикистан // Материалы IX Международной молодежной научно – технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2018» – 01-05 октября 2018 г. – Казань: 2018. В 3 т. Т.3. – С. 212-215.

20. Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan: Final Report / Fichtner GmbH & Co. KG. – Stuttgart, Germany. Project Number: 43549 / Volume 1. (2012). –536 pp.

21. Официальный сайт «Википедия» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Худжанд>, (дата обращения: 28.05.2020).

22. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года. Утверждено постановлением Маджлиси намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 1 декабря 2016 года, №636.

23. Официальный сайт Президент Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.president.tj/ru> (дата обращения: 28.05.2020).

24. Чоршанбиев, С.Р. Энергетическая стратегия и реализуемые проекты в Республики Таджикистан / Чоршанбиев С.Р., Назиров Х.Б., Наимов Ш.Б. // Материалы 1-ой международной научно-практической конференции «Внедрения инновационных технологий для повышение энергетической эффективности электроэнергетики Республики Таджикистан», Душанбе, 17-сентября 2018 – С. 32-37.

25. Таджикистан Экспресс-оценка и анализ пробелов КРАТКОЕ РЕЗЮМЕ/ Министерство экономического развития и торговли Республики Таджикистана-2011, 35 стр. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

http://www.tj.undp.org/content/dam/tajikistan/docs/library/UNDP_TJK_SE4ALL_Rapid_Assessment_and_gap_analysis_Rus.pdf. (дата обращения: 28.05.2020).

26. Официальный сайт группа Всемирного банка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.worldbank.org/>. (дата обращения: 28.05.2020).

27. Электроэнергетика Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. – URL:

<http://energocis.ru/wyswyg/file/2017%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0%20%D0%A0%D0%B5%D1%81%D0%BF%D1%83%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D0%BA%D0%B8%20%D0%A2%D0%B0%D0%B4%D0%B6%D0%B8%D0%BA%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD.pdf> (дата обращения: 28.05.2020).

28. Исследование для Республики Таджикистан в рамках проекта «Применение чистых, возобновляемых и/или альтернативных энергетических технологий для сельских районов в странах Центральной Азии» [Электронный ресурс]. — Режим доступа:

https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/eneff/6th_IFESD_Yerevan_Oct.15/access/d3_s1/S1_3_Olimbekov.TJ.pdf (дата обращения: 26.04.2020).

29. Кирпичникова, И.М. Обоснование использования возобновляемых источников энергии для электроснабжения удаленных объектов Республики Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н. И. (1945–2015) – Даниловских чтений (Екатеринбург, 11–15 декабря 2017 г.). – Екатеринбург: УрФУ, 2017. – С. 862-866.

30. Informal energy supply [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dandc.eu/en/article/remote-villages-need-grid-power-supply> (дата обращения: 31.08.2020).

31. Закон Республики Таджикистан от 12 января 2010 года № 587 «Об использовании возобновляемых источников энергии» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.adlia.tj/show_doc.fwx?rgn=15066 (дата обращения 20.11.2017).

32. Постановление Совета Министров Республики Таджикистан «О мерах по стимулированию развития малой энергетики и увеличения добыча угля в Республике Таджикистан» от 5 апреля 1993 года № 139.

33. Кирпичникова, И.М. Перспективы использования возобновляемых источников энергии в республике Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Материалы X научной конференции аспирантов и докторантов ЮУрГУ. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. С. 87-93.

34. Киргизов, А.К. Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта (на примере Республики Таджикистан) [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.02 / Киргизов Алифбек Киргизович. – Новосибирск: НГТУ, 2017. – 178 с.

35. Кирпичникова, И.М. Создание карты солнечного энергетического потенциала Республики Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Наука ЮУрГУ: материалы 70-й научной конференции. Секция технических наук. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. С. 467-471.

36. Петров, Г.Н., Ахмедов Х.М., Кабутов К., Каримов Х.С. Общая оценка ситуации в энергетике в мире и Таджикистане // Известия АН Республики Таджикистан. Отделение физико-математических, химических, геологических и технических наук. 2009. № 2 (135). С. 101-111.

37. Кирпичникова, И.М. Методика оценки потенциала солнечной энергетики в республике Таджикистан / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов, Ю Нуруллахи // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2020. – № 3. С. 25-34.

38. Шульц, В.Л. Реки Средней Азии Часть I и II // Среднеазиатский Научно-исследовательский гидрометеорологический институт– Л.: Гидрометеиздат, 1965. – 691 с.

39. Авакян, А.Б. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы / А.Б. Авакян и др.; под ред. А.Н. Вознесенского – М.: Наука, 1967. –599 с.

40. Petrov, G.N. Tajikistan`s Hydropower Resources. Central Asia and Caucasus / G.N. Petrov // Center for Social and Political Studies. Sweden. – 2003. – №33 (21), – pp. 153-161.
41. Абдуллаева, Ф.С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР/ Ф.С. Абдуллоева, Г.Б. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Недра, 1965. – 658 с.
42. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 14. Средняя Азия. Выпуск.3. Бассейн р. Амударьи: Гидрометеоиздат, 1971. – 359 с.
43. Постановление Совета Министров Республики Таджикистан «О мерах по стимулированию развития малой энергетики и увеличения добыча угля в Республике Таджикистан» от 5 апреля 1993 года № 139.
44. Постановление Правительством Республики Таджикистан «О развитии малой энергетики Республики Таджикистан». от 4 июня 1997 года № 267.
45. Кабутов, К. Доклад «Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане», Физико-технический институт АН РТ, г. Душанбе, 9-декабря 2010, – 15с.
46. СТРАТЕГИЯ развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан, Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан, офис ПРООН в Республики Таджикистан, Душанбе, 2007. – 113 с.
47. Друзь, Н. Положение дел по использованию возобновляемых источников энергии в Центральной Азии. Перспективы их использования и потребности в подготовке кадров / Н. Друзь, Н. Борисова, А. Асанкулова, А. Раджабов, Р. Захидов, У. Таджиев. // ОБЗОР. ЮНЕСКО – Алмата, – 2010. – 144с.
48. Кабутов, К. Доклад «Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане», Физико-технический институт АН РТ, г. Душанбе, 9-декабря 2010, – 15с.
49. G.V. Shvedov, S. R. Chorshanbiev and A.D. Vaskov, Analysis and Evaluation of Potential of Renewable Energy Resources of Republic of Tajikistan // 2018 International Ural Conference on Green Energy (UralCon), Chelyabinsk, Russia, 2018. pp. 26-33.

50. Долгосрочная программа строительства малых ГЭС на период 2009-2020 гг. Утверждения №73 Правительством Республики Таджикистан, от 2-го февраля, 2009 года.

51. Болтуев, Б.М. Повышение эффективности системы энергосбережение путем внедрения ВИЭ // Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. Современные проблемы электроэнергетики и пути их решения. Махачкала, 21-22 декабря 2018 г. Ст. 104-108.

52. Таджикистан. Природа и природные ресурсы. – Душанбе: Дониш, 1982. – 96 с.

53. Секретариат Энергетической Хартии, Рассмотрение докладов стран по инвестиционному климату и структуре рынка, Углубленный обзор Таджикистана, 2009. – 265 с. №3 (136), 2009 г.

54. Петров, Г.Н., Ахмедов Х.М., Кабутов К., Каримов Х.С. Ресурсы возобновляемых источников энергии в Таджикистане. Отделение физико-математических, химических, геологических и технических наук. 2009. № 3 (135). С. 101-111.

55. IRENA International Renewable Energy Agency. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.irena.org/> (дата обращения: 11.06.2020).

56. Кабутов, К. Таджикистан: энергетика и возобновляемые источники энергии. [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.rcrc.tj> (дата обращения 16.04.2019).

57. Исмоилов, Ф.О. Комплексное использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистан [Текст]: дис....канд. техн. наук: спец. 05.14.02 / Исмоилов Фирдавс Олимшоевич. – Москва: МЭИ, 2012. – 188 с.

58. Петров, Г.Н. Всемирная торговая организация и устойчивое рациональное использование энергетических ресурсов Республики Таджикистана. / Информационный бюллетень, №7. «Дастгири Центр» Душанбе, 2002. 14 с. [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.fsci.freenet.tj> (Дата обращения: 09.26.2019).

59. Мадалиев Умар Состояние и перспективы развития альтернативной энергетики в Республики Таджикистан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://carnegieendowment.org/files/Presentation_%20Madvaliev%20Rus.pdf (дата обращения: 11.06.2020).
60. Шарипов Б.А., Холиков Д.У., Алимардонов А.Б. Солнечная энергетика в Таджикистане // Бюллетень науки и практики. 2017. №6 (19). С. 174-179.
61. Переговоры по строительству ГЭС в Таджикистане стартуют в марте [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://regnum.ru/news/polit/2883239.html> (Дата обращения: 11.06.2020).
62. Расторгуев И.П., Неижмак А.Н. Методика оценки климатического потенциала солнечной и ветровой энергетики // Гелиогеофизические исследования. 2014, выпуск 9, С. 150-160.
63. Quiquerez L., Faessler J., Lachal B. et al. GIS methodology and case study regarding assessment of the solar potential at territorial level: PV or thermal? // International Journal of Sustainable Energy Planning and Management. 2015. Vol. 6, pp. 03-16.
64. Korfiati A., Gkonos Ch., Veronesi F. Et al. Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data // International Journal of Sustainable Energy Planning and Management. 2016. Vol. 9, pp. 17-30.
65. Погода в Пенджикенте [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://tourout.ru/pogoda/panjakent/> (дата обращения: 10.26.2018).
66. Power Data Access Viewer: NASA solar radiation and meteorological data [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 10.26.2018).
67. RETScreen [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465> (дата обращения: 04.27.2019).
68. Ондар, Д.Д. Расчет ресурсов солнечной энергии Республики Тыва / Д.Д. Ондар // Омский научный вестник. - 2015. - Вып. № 140. - 169-172.

69. Пенджиев А.М., Астанов Н.Г. Обоснование энергетических параметров солнечной фотоэлектрической установки для пастбищных хозяйств юго-восточных Каракумов // «Наука. Мысль», - Ашхабад, 2016. – № 4 (6), – С. 131-155.

70. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б. Расчёт валового технического и солнечного энергии Республики Таджикистан // ЭНЕРГЕТИК. 2020 - № 1, - с. 44-47.

71. Безруких, П.П. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии / П.П. Безруких, Д.С. Стребков; под ред. Д.С. Стребкова; Рос. акад. с.-х. наук, Гос. науч. учреждение Всерос. науч.-исслед. ин-т электрификации сел. хозяйства (ГНУ ВИЭСХ). - М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005 (Тип. Россельхозакадемии). - 263 с.

72. Восход и заход солнца в Пенджикенте, Таджикистан [Электронный ресурс]: – Режим доступа:

<http://dateandtime.info/ru/citysunrisesunset.php?id=1220798&month=11&year=2018> (дата обращения: 14.01.2019).

73. Аширбеков, А.С. Исследование и оценки гелиоэнергетических ресурсов Шардаринского района Южного Казахстана: дипл. работа [Текст]: (дис. магистра электроэнергетика и электротехника). Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, Санкт-Петербург, 2014.

74. Зубова Н.В., Шевченко В.А. Оценка потенциала солнечной энергии Чукотского автономного округа // Технологии и технические средства механизированного производства продукции растениеводства и животноводства. Санкт-Петербург, 2018; № 2(95). - С. 57-65.

75. Петров Г.Н., Ахмедов Х.М., Кабутов К., Каримов Х.С. Возможности использования возобновляемых источников энергии в Таджикистане // Известия АН Республики Таджикистан. Отделение физико-математических, химических, геологических и технических наук. 2009. № 4 (137). С. 112-124.

76. Влияние солнечной энергии на окружающую среду [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2015/01/impact-of-solar-energy-on-the-environment> (дата обращения 14.06.2020).

77. Агентство по гидрометеорологии Комитет охраны окружающей среды при Правительстве Республики Таджикистан [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.meteo.tj/> (дата обращения 14.06.2020).

78. Tassio Simioni, Roberto Schaeffer. Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions – An application to Brazil // *Solar Energy* vol. 184. (2019). pp. 345-355.

79. Vikrant Sharma., Chandel S.S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review // *Journals & Books. Volume 27*, November 2013, Pages 753-767.

80. Thomas Huld and Ana M. Gracia Amillo. Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum // *Energies* 2015, 8, 5159-5181.

81. Контрерас, В.М. Методика оценки ресурсов ВИЭ Венесуэлы // *Альтернативная энергетика и экология (ISJAEЕ)*. 2014, (11): 56-61.

82. Richa Mahtta, P.K. Joshi, Alok Kumar Jindal, Solar power potential mapping in India using remote sensing inputs and environmental parameters // *Renewable Energy*, vol. 71. (2014). pp. 255-262.

83. Рафикова, Ю.Ю. Геоинформационное картографирование ресурсов возобновляемых источников энергии (на примере Юга России) [Текст]: дис....канд. геог. наук: спец. 25.00.23 / Рафикова Юлия Юрьевна. – Москва: МГУ, 2015. – 176 с.

84. Andhy Muhammad Fathonia, N. Agya Utamab, Mandau A. Kristiantob A. Technical and Economic Potential of Solar Energy Application with Feed-in Tariff Policy in Indonesia // *Procedia Environmental Sciences* 20 (2014) pp. 89-96.

85. Meita Rumbayan, Asifujiang Abudureyimu, Ken Nagasaka. Mapping of solar energy potential in Indonesia using artificial neural network and geographical information system // *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 1437-1449.

86. Jouri Kanters, Maria Wall, Elisabeth Kjellsson. The solar map as a knowledge base for solar energy use // *Energy Procedia* 48 (2014) 1597-1606.

87. Viktor Elistratov and Amer Ramadan. Energy potential assessment of solar and wind resources in Syria // Journal of Applied Engineering Science. Paper number: 16(2018)2, 520, 208-216.
88. Marcel SURI, Nad'a ŠÚRIOVÁ, Juraj BETÁK, Tomáš CEBECAUER, Artur SKOCZEK, Branislav SCHNIERER, Veronika MADLEŇÁKOVA, Ivona FERECCHOVÁ. Solar resource potential mapping: country study of the state of Palestine // GIS Ostrava 2015. 13 p.
89. Киселева С.В., Коломиец Ю.Г., Попель О.С. Оценка ресурсов солнечной энергии в Центральной Азии // Гелиотехника. 2015. №3, С. 69-74.
90. Erica Zell, Sami Gasim, Stephen Wilcox, Suzan Katamoura, Thomas Stoffel, Husain Shibli, Jill Engel-Cox, Madi Al Subie Assessment of solar radiation resources in Saudi Arabia // Solar Energy 119 (2015) 422–438.
91. Athina Korfiati, Charalampos Gkonos, Fabio Veronesi, Ariadni Gaki, Stefano Grassi, Roland Schenkel, Stephan Volkwein, Martin Raubal, Lorenz Hurni Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data // International Journal of Sustainable Energy Planning and Management. 2016. Vol. 09, 17-30.
92. Ramachandra T.V., Jain R., Krishnadas G. Hotspots of solar potential in India // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011 – vol. 15(6). – P. 3178–3186.
93. Huld, T. PVMAPS: Software tools and data for the estimation of solar radiation and photovoltaic module performance over large geographical areas // Solar Energy. 2017. vol. 142. – P. 171-181.
94. Ahmadi M.H., Ghazvini M., Sadeghzadeh M., Nazari M.A. et al. Solar power technology for electricity generation: A critical review // Energy Science and Engineering. – September 2018. – P. 1- 22.
95. Yushchenko A., de Bono A., Chatenoux B., Kumar Patel M., Ray N. GIS-based assessment of photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) generation potential in West Africa Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018 – vol. 81. – P. 2088-2103.

96. Blanc P., Espinar B., Geuder N., Gueymard C., Meyer R. Et al. Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue / P. Blanc, // Solar Energy. – 2014 – vol. 110. – P. 561-577.
97. Marzband M., Fouladfar M.H., Akorede M.F., Lightbody G., Pouresmaeil E. Framework for smart transactive energy in home-microgrids considering coalition formation and demand side management // Sustainable Cities and Society. – 2018 – vol. 40. – P. 136-154.
98. IRENA International Renewable Energy Agency. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.irena.org/> (дата обращения: 25.04.2019).
99. Шарипов Б.А., Холиков Д.У., Алимардонов А.Б. Солнечная энергетика в Таджикистане // Бюллетень науки и практики. Электрон. журн. 2017. №6 (19). С. 174-179.
100. METEONORM Version 6.0.2.5 METEOTEST Fabrikstrasse 14 CH-3012 Bem Switzerland. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meteonorm.com>. (дата обращения: 26.04.2019).
101. Solar Market Research and Analysis. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/module-prices>. (дата обращения: 26.04.2019).
102. Атлас солнечной энергии (Global Solar Atlas) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://globalsolaratlas.info/downloads/tajikistan> (дата обращения: 26.04.2019).
103. WORLD BANK GROUP и GLOBAL SOLAR ATLAS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://globalsolaratlas.info/> (дата обращения: 23.04.2019).
104. Cristobal San, J.R. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in spain: The Vikor method // Renewable Energy. – 2011 – vol. 36(2). – P. 498-502.
105. Aran Carrion J., Espín Estrella A., Aznar Dols F., Zamorano Toro, M. Rodriguez M., Ramos Ridaio A. Environmental decision-support systems for evaluating the carrying capacity of land areas: Optimal site selection for grid-connected photovoltaic

power plants // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2008 – vol. 12(9). – P. 2358-2380.

106. Juan M. Sánchez-Lozano, Jerónimo Teruel-Solano, Pedro L. Soto-Elvira, M. Socorro García-Cascales Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013 – vol. 24. – P. 544-556.

107. Perpiña Castillo, Carolina & Batista e Silva, Filipe & Lavallo, Carlo, 2016. "An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28," Energy Policy, Elsevier, vol. 88(C), pages 86-99.

108. Ghasemi G., Noorollahi Y., Alavi H., Marzband M., Shahbazi M. Theoretical and technical potential evaluation of solar power generation in Iran // Renewable Energy. – 2019 – vol. 138. – P. 1250-1261.

109. Saaty, T.L. The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resources Allocation, New York: McGraw 281.

110. Power Data Access Viewer: NASA solar radiation and meteorological data [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 23.04.2019).

111. SOLARGIS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/tech-specs/> (дата обращения: 23.04.2019).

112. Dr. Sanjay Vashishtha, Differentiate between the DNI, DHI and GHI? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2012/04/26/differentiate-between-the-dni-dhi-and-ghi/> (дата обращения: 20.03.2020).

113. Hussein A Kazem, Miqdam T Chaichan, Samira A Saif, Asma A Dawood, Shaima A Salim, Abeer A Rashid and Ali A. Alwaeli. Experimental Investigations of Dust Type Effect on Photovoltaic Systems in North Region, Oman // International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 6, Issue 7, July-2015

114. Эксплуатационные характеристики солнечных панелей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricavdome.ru/xarakteristiki-solnechnyx-batarej.html> (дата обращения: 14.07.2020).

115. The effect of temperature on solar panel performance [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarcalculator.com.au/solar-panel-temperature//> (дата обращения: 18.07.2020).

116. Yogesh S Bijjargi, Kale S.S and Shaikh K.A Cooling techniques for photovoltaic module for improving its conversion efficiency: A review // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET) Volume 7, Issue 4, July–Aug 2016, pp.22-28.

117. Солнечная панель (модуль) Delta SM 100-12 P (12В / 100Вт) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.delta-battery.ru/solar/delta-sm/sm-poli/Delta-SM-100-12-P/> (дата обращения: 18.07.2020).

118. Солнечная энергетика. Учеб. пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008 – 276 с.

119. Нян Линн Аунг Разработка солнечной фотоэлектрической системы автономного электроснабжения индивидуальных потребителей в тропических условиях: автореф....канд. техн. наук: спец. 05.09.03 / Нян Линн Аунг. – Москва: МЭИ., 2015. – 18 с.

120. Solar Elecrtisity, Second Edition /Dr. Boris Berkovski // Unesco Energy Engineering Series. Energy Engineering Learning Package. 280 p.

121. Davis M.W., Fanney A.H., Dougherty B.P. Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures // Journal of Solar Energy Engineering. 2001. vol. 123. Issue. 3. P. 200-210.

122. Sahay A., Sethi V.K., Tiwari A.C., Pandey M. A review of solar photovoltaic panel cooling systems with special reference to Ground Coupled Central Panel Cooling System (GC-CPCS) // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. vol. 42. P. 306-312.

123. Royne A., Dey C.J., Mills D.R. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review // Sol Energy Mater Sol Cells. 2005. vol. 86. Issue. 4. P. 451-483.

124. Good, C. Environmental impact assessments of hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. vol. 55. P. 234-235.
125. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б. Исследование температуры поверхности солнечных модулей с использованием голографической защиты от перегрева // *Электротехнические и информационные комплексы и системы*. 2019. Т. 15, № 4. С. 19-30.
126. Jordehi, A.R. Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 61. P. 354–371.
127. Кирпичникова, И.М. Построение энергетических характеристик солнечных модулей с учетом условий окружающей среды / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // *Вестник Пермского государственного технического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления*. – 2020. – № 34. С. 56-74.
128. Kiflemariam R., Almas M., Lin C. Modeling Integrated Thermoelectric Generator-Photovoltaic Thermal (TEG-PVT) System // *Proceedings of the COMSOL conference in Boston*, 2014.
129. Moharram K.A., Abd-Elhady M.S., Kandil H.A., El-Sherif H. Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling // *Ain Shams Engineering Journal*. 2013. Vol. 4. P. 869-877.
130. Kirpichnikova I.M., Sologubov A.Yu. Multivariable Control of Solar Battery Power by Extremum Seeking: Starting from Linear Analysis // *Machines*. 2019. 7. 64.
131. Долгошеев В.В., Мартьянов А.С., Коробатов Д.В., Бодрова Е.С. Электротепловая система противообледенения солнечного модуля // *Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология»*. 2017. № 10-12 (222-224). С. 24-32.
132. Kirpichnikova I.M., Makhsumov I.B. Investigation of Surface Temperature of Solar Modules Using Holographic Overheating Protection // *2019 IEEE Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI)*. 2019. P. 80-84.

133. N.H. Zaini, M.Z. Ab Kadir, M. Izadi, N.I. Ahmad, M.A. M Radzi, N. Aziz, The effect of temperature on a mono-crystalline solar PV panel // 2015 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON), Johor Bahru, Malaysia, 19-20 Oct. 2015, pp. 249-253.
134. S. Chander, A. Purohit, A. Sharma, S.P. Arvind, M.S. Nehra, M.S. Dhaka, Impact of temperature on performance of series and parallel connected mono-crystalline silicon solar cells // Energy Reports, Volume 1, November 2015, Pages 175-180.
135. Ike, C. U. The Effect of Temperature on the Performance of A Photovoltaic Solar System In Eastern Nigeria // Research Inventy: International Journal Of Engineering And Science Vol.3, Issue 12 (December 2013), pp. 10-14.
136. F. Zaoui, A. Titaouine, M. Becherif, M. Emziane, A. Aboubou, A Combined Experimental and Simulation Study on the Effects of Irradiance and Temperature on Photovoltaic Modules // Energy Procedia, Volume 75, August 2015, Pages 373-380.
137. C.G. Popovici, S.V. Hudişteanu, T.D. Mateescu, N.C. Cherecheş, Energ. Procedia, Efficiency Improvement of Photovoltaic Panels by Using Air Cooled Heat Sinks // Energy Procedia, Volume 85, January 2016, Pages 425-432.
138. Z. Farhana; Y.M. Irwan ; R.M.N. Azimmi ; Razliana A.R.N. ; N. Gomesh, Experimental investigation of photovoltaic modules cooling system // 2012 IEEE Symposium on Computers & Informatics (ISCI), Penang, Malaysia, 18-20 March 2012, pp. 165-169.
139. H.G. Teo, P.S. Lee, M.N.A. Hawlader, An active cooling system for photovoltaic modules // Applied Energy, Volume 90, (2012), Pages 309–315.
140. J.K. Tonui, Y. Tripanagnostopoulos, Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation // Renewable Energy, Volume 32, (2007), Pages 623-637.
141. M. Ameri, M.M. Mahmoudabadi & A. Shahsavari, An Experimental Study on a Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Collector with Direct Coupling of Fans and Panels // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, Volume 38, Issue 7, 18 Apr 2016, Pages 929-947.

142. S. Nizetic, D. Coko, A. Yadav, F. Grubiši-Cabo, Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response, *Energy Conversion and Management* 108 (2016) 287-296.
143. A.R. Amelia, Y.M. Irwan, M. Irwanto, W.Z. Leow, N. Gomesh, I. Safwati, M.A.M. Anuar, cooling on Photovoltaic Panel Using Forced Air Convection Induced by DC Fan // *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 6, No. 2, April 2016, pp. 526-534.
144. Hashim A. Hussien, Ali H. Numan, and Abdulmunem R. Abdulmunem, improving of the photovoltaic / thermal system performance using water cooling technique // *Materials Science and Engineering, Volume 78, 9th Curtin University of Technology Science and Engineering International Conference 2014 (CUTSE2014)*, Sarawak, Malaysia 3-4 December 2014, Vol. 78 (2015), pp. 1-9.
145. Ahmer A.B. Baloch, Haitham M.S.Bahaidarah, Palanichamy Gandhidasan, Fahad A. Al-Sulaiman, Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling // *Energy Conversion and Management*. Volume 103, October 2015, Pages 14-27.
146. H. Bahaidarah, Abdul Subhan, P. Gandhidasan, S. Rehman, Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions // *Energy*. Volume 59, 15 September 2013, Pages 445-453.
147. M. Chandrasekar & T. Senthilkumar, Passive thermal regulation of flat PV modules by coupling the mechanisms of evaporative and fin cooling // *Heat Mass Transfer*, (2016) vol. 52, pp. 1381-1391.
148. Taieb Nehari, Mohamed Benlakam, Driss Nehari, Effect of the Fins Length for the Passive Cooling of the Photovoltaic Panels // *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*, 2016. vol. 60(2), pp. 89-95.
149. J.A. Gotmare, D.S. Borkar, P.R. Hatwar, Experimental investigation of pv panel with fin cooling under natural convection // *International Journal of Advanced Technology in Engineering and Science*, Volume N. 03, Special Issue No. 02, February 2015. pp. 447-454.

150. Swar A. Zubeer, H.A. Mohammed and Mustafa Ilkan, A review of photovoltaic cells cooling techniques // E3S Web of Conferences vol. 22, (2017), pp. 2-11.

151. Юмаев, Н.Р. Исследование влияния погодных условий на параметры солнечных батарей в естественных условиях эксплуатации // Материалы Международной конференции «Современные проблемы математики и её приложения», посвящённой 70-летию со дня рождения академика АН РТ Илолова Мамадшо Илоловича. – Душанбе, 14-15.03.2018, с.196-199.

152. JEOL JSM-7001F Scanning Electron Microscope [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nanofabrication.unt.edu/jeol-jsm-7001f-scanning-electron-microscope> (дата обращения 20.07.2020).

153. Сканирующий электронный микроскоп JSM-7001F (JEOL) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lebedev.ru/ru/oborudovanie/izmeritelnoe-2/item/11.html> (дата обращения 20.07.2020).

154. William Shockley and Hans J. Queisser, Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells // Journal of Applied Physics, 1961. vol. 4(3), pp. 510-519.

155. E. Skoplaki, J.A. Palyvos, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations // Solar Energy, Volume 83, Issue 5, May 2009, Pages 614-624.

156. Алфёров Ж.И., Андреев В.М., Румянцев В.Д. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики // Физика и техника полупроводников, 2004, т. 38, вып.8, с. 937-948.

157. Стребков, Д.С. Солнечные электростанции: концентраторы солнечного излучения: учебное пособие для вузов // Д.С. Стребков, Э.В. Тверьянович; под редакцией Д.С. Стребкова. – 2-е изд., испр. – Москва: Издательство Юрайт, 2019. – 265 с.

158. Голографическая наклейка [Текст]: пат. 2242802 Рос. Федерация МПК G09F 3/00 / Михайлов М.Д., Юсупов И.Ю. – №2003112500/12; заяв. 17.04.2003; опубл. 20.12.2004, 5 – с. 5.

159. Z.H. Ali, A.K. Ahmed, and A.T. Saeed, Modeling solar modules performance under temperature and solar radiation of Western Iraq // International Journal of Power Electronics and Drive Systems. 2018, vol. 9, no. 4, pp. 1842-1850.
160. Zainab Sh. Abdulridha; Andrey S. Martyanov; Nikita A. Martyanov, Simulation Model of Hybrid Renewable Energy System // 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russia, Russia 18-22 May 2020, pp. 1-7.
161. By Richard Gaughan, How Does Temperature Affect Solar Panels? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sciencing.com/temperature-affect-solar-panels-20687.html> (дата обращения 20.06.2020).
162. I. Kirpichnikova, I. Makhsumov, Z. Madiyar, I. Abdulloev, K. Boboev, and P. Shohnazarov, Study of the Operation of Solar Modules Using Holographic Thermal Protection // International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering (EECE-2019). E3S Web of Conferences, St. Petersburg, Russian Federation, 2019, vol. 140. pp. 1-5.
163. Jaydeep V. Ramoliya, Performance Evaluation of Grid-connected Solar Photovoltaic plant using PVSYST Software // Journal of emerging Technologies and Innovative Research (JETIR). – February 2015. – Vol. 2, no. 2. – P. 372-378.
164. Rekhashree Dr. J. S Rajashekar and Dr.H.Naganagouda, Study on Design and Performance Analysis of Solar PV Rooftop Stand alone and On Grid System Using PVSYST // International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET). – 2018. – Vol. 05, no. 07. – P. 41-48.
165. Kandasamy C.P., PrabuP., Niruba K. Solar Potential Assessment Using PVSYST Software // 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE). – Chennai, India. – 2013. – P. 667-672.
166. PVTsim Nova. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pvtsimnova.com/> (дата обращения: 05.05.2020).
167. CALSEP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pvtsimnova.com/> (дата обращения: 05.05.2020).

168. Menicucci, D F. PVFORM - A new approach to photovoltaic system performance modeling. United States: N. p., 1985. Web.
169. TRNSYS. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.trnsys.com/> (дата обращения: 05.05.2020).
170. PVLAB. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.epfl.ch/labs/pvlab/> (дата обращения: 05.05.2020).
171. PVSS II. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lhcb-online.web.cern.ch/ecs/PVSSIntro.htm> (дата обращения: 05.05.2020).
172. RETScreen. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465> (дата обращения: 05.05.2020).
173. PVsyst. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pvsyst.com/> (дата обращения: 02.02.2020).
174. METEONORM 7.2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://aiguasol.coop/energy-software/meteonorm-7-2-global-weather-data/> (дата обращения: 26.02.2020).
175. Suresh P., Jaimol T. Performance Analysis of Stand-alone PV Systems Under Non-Uniform Operating Conditions Using PVsyst // Advanced Research in Electrical and Electronic Engineering. – 2014. – Vol. 1, no. 4. – P. 19-25.
176. W. Margaret Amutha, Rajini V. Techno-economic evaluation of various hybrid power systems for rural telecom // Renewable Energy. – March 2015. – Vol. 43. – P. 553-561.
177. Tzen E., Perrakis K., Baltas P. Design of a stand-alone PV- desalination system for rural area // Desalination. – 20 September 1998. – Vol. 119, no. 1–3. – P. 327-333.
178. Galvin E., Chan P.K.W., Armstrong S., Hurley W.G. A stand-alone photovoltaic supercapacitor battery hybrid energy storage system // 13th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC 2008). – Poznan, Poland. – September 2008. – P. 1688-1695.
179. Karki P., Adhikary B., Sherpa K. Comparative study of grid-tied photovoltaic (PV) system in Kathmandu and Berlin using PVsyst // 2012 IEEE Third International

Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). – Kathmandu, Nepal. – 26 November 2012. – P. 196-199.

180. Irwana Y.M., Amelia A.R., Irwanto M., Ma Fareq., Leowa W.Z., Gomesha N., Safwatib I. Stand-Alone Photovoltaic (SAPV) System Assessment using PVSYST Software // Energy Procedia. – November 2015. – Vol. 79. – P. 596-603.

181. Ramaprabha R., Mathur Badrilal L. Impact of Partial Shading on Solar PV Module Containing Series Connected Cells // International Journal of Recent Trends in Engineering. – November 2009. – Vol. 2, no. 7. – P. 56-60.

182. PVCDROM. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pveducation.org/pvcdrom> (дата обращения: 23.01.2020).

183. Amstrong S. Glavin W.G. Hurley Comparison battery charging algorithms for stand-alone photovoltaic system // Conference Paper in PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference. – July 2008. – P. 1469-1475.

184. Asia'u Talatu Belgore, Prof. Ranjit Rajak, Prof. Priyanka Patel, Performance Evaluation of Stand-alone and On Grid Photovoltaic System using PVSYST Software // International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET). – December 2012. – Vol. 5, no. 12. – P. 542-547.

185. Nallapaneni M.K., Kumar M.R., Rejoice P.R., Mathew M. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool // Energy Procedia. – 2-4 March 2017. – Vol. 117. – P. 180-189.

186. Irwan Y.M., Amelia A.R., Irwanto M., Fareq M., W.Z. Leow, Gomesha N.I. Safwati Stand-Alone Photovoltaic (SAPV) System Assessment using PVSYST Software // Energy Procedia. – 2015. – Vol. 79. – P. 596-603.

187. Кирпичникова, И.М. Выбор электрооборудования автономной фотоэлектрической системы с использованием программного обеспечения PVsyst / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – № 2. С. 77-88.

188. Табаров, Н.Х. Состояние электрических сетей республики Таджикистан / Н.Х. Табаров // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2019. – Т. 19. – № 2. С. 62-68.

189. Heat Loss in PV Modules [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/heat-loss-in-pv-modules> (дата обращения: 13.10.2020).
190. Kirpichnikova, I.M. Application of solar concentrators for increasing of solar power generation / I.M. Kirpichnikova, I.B. Makhsumov // IEEE Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI), Magnitogorsk, Russian Federation, 2020, pp. 93-97.
191. Кирпичникова, И.М. Повышение энергетической эффективности работы солнечных модулей за счет снижения температуры поверхности / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2020. – № 2. С. 489-499.
192. Owusu, P. A., & Asumadu-Sarkodie, S. (2016). A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. Cogent Engineering, 3(1), 1167990. <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>.
193. Energy Education. Photovoltaic system [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_system (дата обращения: 17.10.2020).
194. Arina Makarova, "Study, Design Performance Analysis Grid-Connected Photovoltaic System", Helsinki Metropolia University of Applied Sciences, 2017.
195. Maharaja. K, Sangeetha. S, Mareeswari. K, 2014, Sizing of Solar PV Power Plant in Stand-Alone Operation, INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING RESEARCH & TECHNOLOGY (IJERT) Volume 03, Issue 06 (June 2014).
196. Manoj Kumar Sharma, Deepak Kumar, Sandeep Dhundhara, Dipesh Gaur and Yajvender Pal Verma, Optimal Tilt Angle Determination for PV Panels Using Real Time Data Acquisition // Global Challenges. – 06 August 2020. – Volume 4, Issue 8. P. 2-12.
197. Экономические показатели солнечной энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://msd.com.ua/solnechnaya-energetika/ekonomicheskie-pokazateli-solnechnoj-energetiki/> (дата обращения: 12.11.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

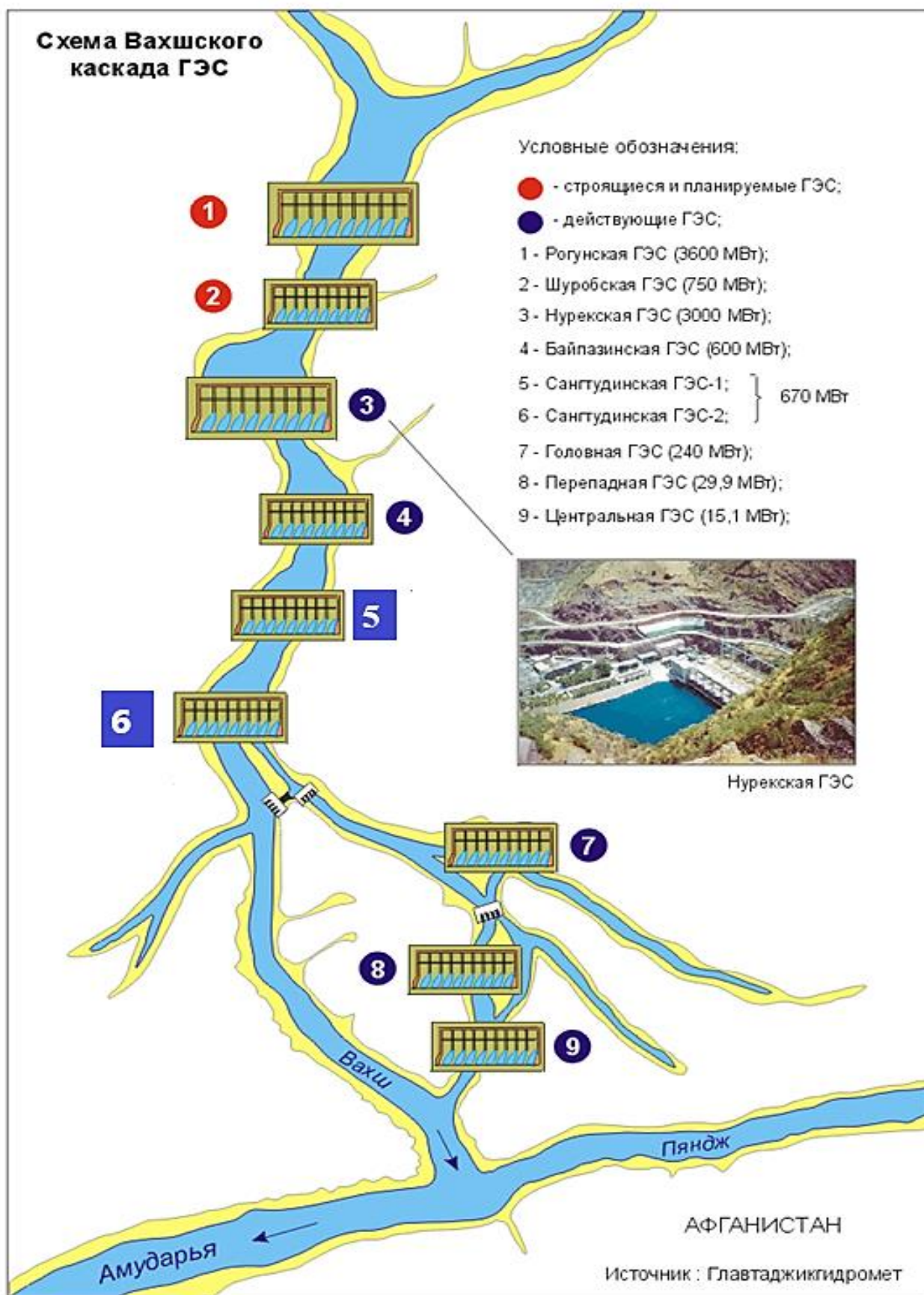


Рисунок П.А.1 – Система каскада ГЭС на реке Вахш

Таблица П.А.1 – Гидроэнергетические ресурсы основных рек Республики Таджикистана [33].

Наименование реки	Объем бассейна		Гидроэнергетические потенциальные ресурсы		Удельная содержательность кВт/км ²
	км ²	%	км ²	%	
Сыр-Дарыянский	13182	9,3	250	0,8	18,9
Зарафшанский	12381	8,7	2622	8,2	211,7
Сурхан-Кафарниганский	14519	10,1	3662	10,5	231,5
Вахшский	30873	21,6	14067	43,5	455,7
Пянджский	71907	50,6	12027	37	167,2
Всего	142862	100	32628	100	236,3

Таблица П.А.2 – Действующие гидроэлектростанция Республики Таджикистан

№ п/п	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Напряжения передаваемая в сеть, кВ	Год ввода
1	Нурекский ГЭС	3000	550/220	1972-79
2	Рогунский ГЭС	240	550/220	2018
3	Санктудинская ГЭС-1	670	220	2008-09
4	Байпазинская ГЭС	600	220	1970-86
5	Головная ГЭС	240	220/110	1962-63
6	Санктудинская ГЭС-2	220	220	2006-14
7	Кайрокумская ГЭС	126	220/35	1956-57
8	Перепадная ГЭС	29,95	110/10	1960
9	Центральная ГЭС	15,1	35	1960
10	Варзобская ГЭС-2	14,44	6	1949
11	Варзобская ГЭС-1	7,44	35	1936
12	Варзобская ГЭС-3	3,52	6	1952
Суммарная мощность ГЭС			5166,45 МВт	

Таблица П.А.3 – Действующие малые ГЭС Республики Таджикистан

№ п/п	Наименование электростанции	Установленная мощность, кВт	Количество агрегатов, шт	Год ввода
1	Малая ГЭС «Сангикар»	1006	2х503 кВт	2011
2	Малая ГЭС «Шашболои»	183	1х183 кВт	2010
3	Малая ГЭС «Фатхабад»	282	1х282 кВт	2010
4	Малая ГЭС «Питавкул-1»	460	2х230 кВт	1964
5	Малая ГЭС «Питавкул-2»	1104	2х552 кВт	2012
6	Малая ГЭС «Тутак»	586	1х586 кВт	2013
7	Малая ГЭС «Хорма»	180	1х180 кВт	2011
8	Малая ГЭС «Ширкент»	576	2х288 кВт	2011
9	Малая ГЭС «Хазора-1»	250	1х250 кВт	1999
10	Малая ГЭС «Хазора-2»	250	1х250 кВт	2000
11	Малая ГЭС «Артуч»	500	1х500 кВт	2008
12	Малая ГЭС «Панджруд»	500	1х500 кВт	2011
13	Малая ГЭС «Марзич»	4299	3х1433 кВт	2011
14	Малая ГЭС «Диджик»	260	1х260 кВт	2011
15	Малая ГЭС «Кухиستان-1»	500	1х500 кВт	2012
16	Малая ГЭС «Кухиستان»	500	1х500 кВт	2012
Суммарная мощность ГЭС			11436 кВт	

Таблица П.А.4 – Среднегодовая скорость ветра на территории Таджикистана

Станция	Высота над уровнем море, м	Скорость ветра, м/с	Станция	Высота над уровнем море, м	Скорость ветра, м/с
Города и районы			Хлджа-Обигарм	1900	1,4
Душанбе	788	1,1	Гушары	1361	1,2
Ашт	698	1,4	Сангистон	1502	2,7
Худжанд	425	4,6	Бустоабд	1964	4,7
Исфара	863	1,8	Санглок	2239	3
Ура-Тюбе	1004	1,6	Кангурт	948	1,4
Пенджикент	1316	2,5	Исинбай	563	1,9
Гарм	1258	1,4	Ляур	2254	1,9
Комсомолобад	1900	1,4	Айвадж	318	3,6
Оби-Гарм	1616	1,7	Пяндж	329	1,8
Тавильдара	852	2,3	Майхура	1921	1,4
Шахринау	1215	4,1	Ляхш	1998	1,8
Файзобад	866	2,3	Чормагзак	1726	3,9
Вахдат	641	2,8	Харамкуль	2826	0,9
Пахтаабд	1468	4,3	Искандаркуль	2204	1,6
Ховалинг	663	2,3	Перевал Шахристан	3143	4,7
Яван	650	1,3	Перевал Анзоб	3373	4,6
Дангара	660	1,5	Памир		
Куляб	359	3	Калай-Хум	1288	1,3
Шарабад	1900	1,2	Мургаб	3576	2,3
Бохтар	427	0,8	Рушан	1981	2,1
Колхозабад	473	1,8	Ишкашим	2524	2
Шаартуз	378	1,6	Хорог	2075	2,3
Пархар	447	2,1	Хумгари	1736	2,7
Вахш	445	2,1	Джавашангоз	3410	2,3
Джиликуль	349	1,2	Булункуль	3744	1,5
Отдельные пункты			Каракуль	3930	3
Дехауз	2564	3,7	Ледник Федченко	4169	6
Мадрушкент	2254	2,9	Перевал Хабурабад	3347	4,8

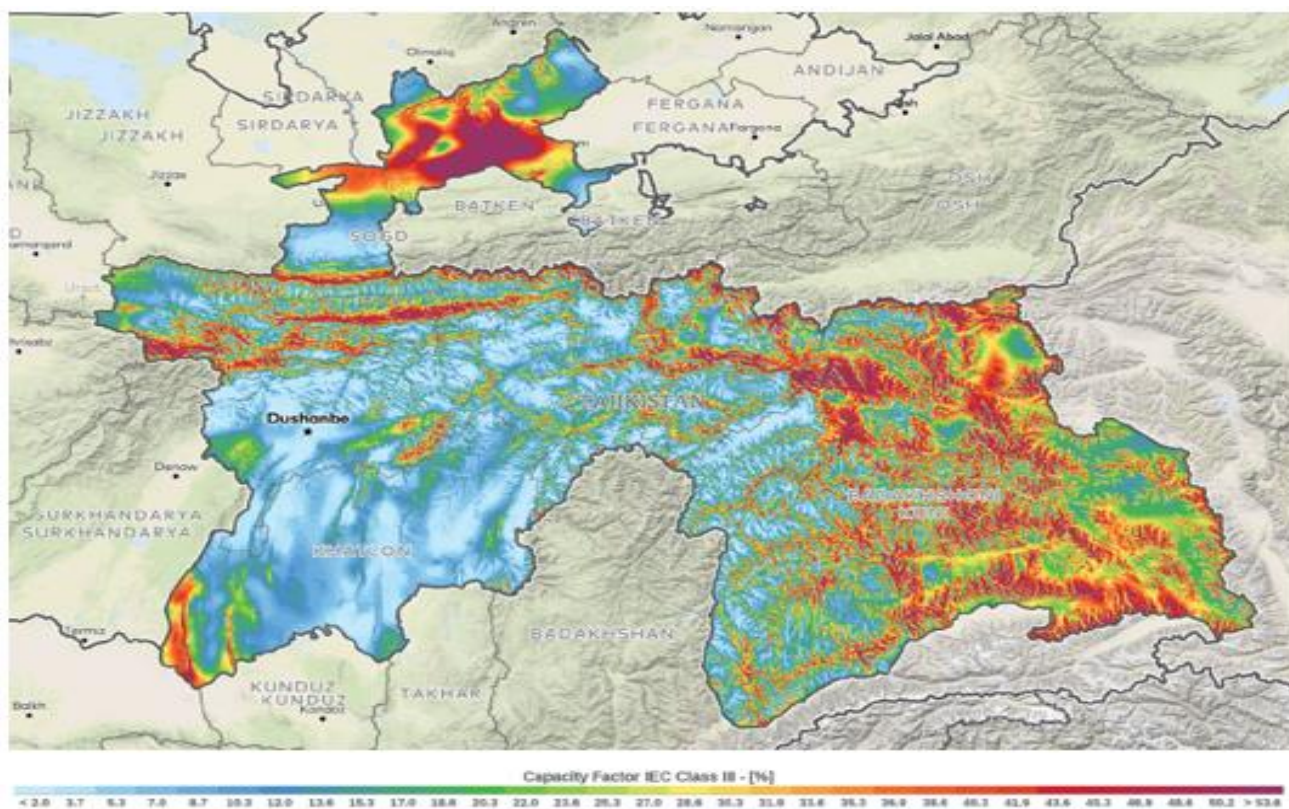


Рисунок П.А.2 – Глобальный атлас ветроэнергетического потенциала Республики Таджикистан *Источник: GLOBAL WIND ATLAS*

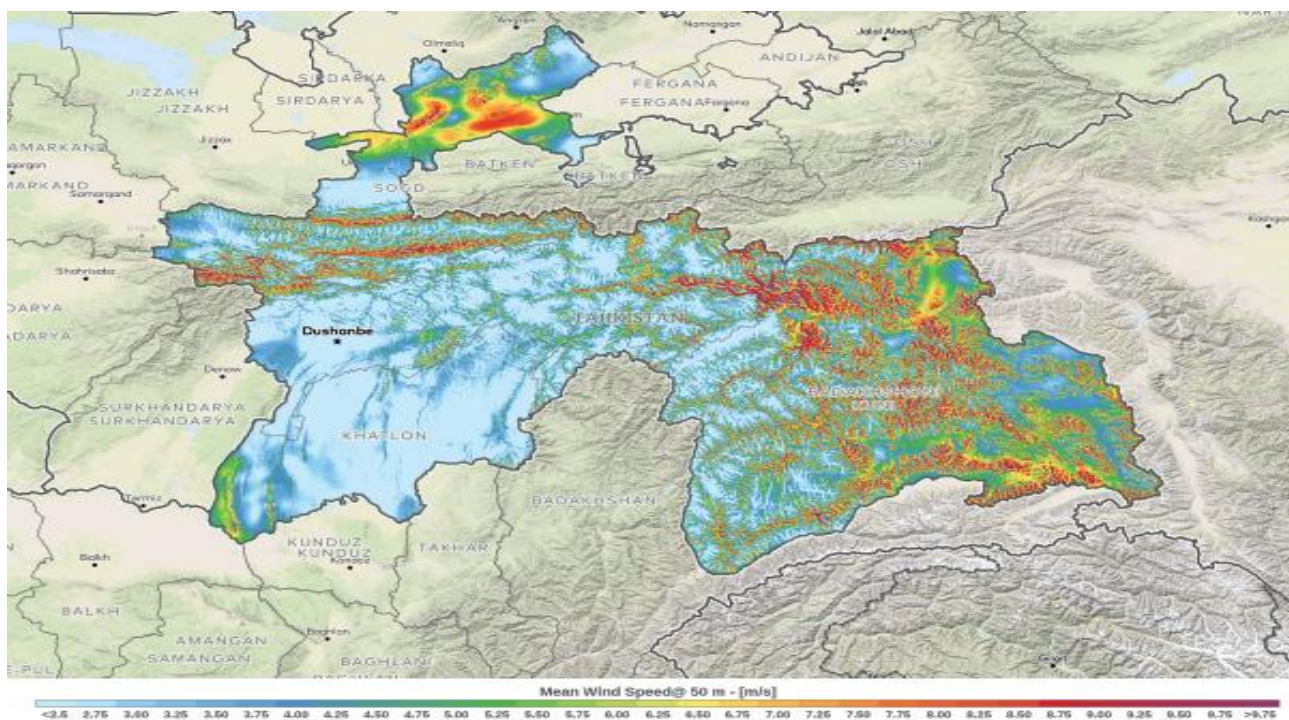


Рисунок П.А.3 – Скорость ветра на территории Таджикистана на высоте 50 метров над уровнем моря *Источник: GLOBAL WIND ATLAS*

Таблица П.А.5 – Среднегодовое месячные показатели прихода солнечной радиации
на горизонтальную поверхность по городам Таджикистана [36].

Города	Координаты		Среднемесячная солнечная радиация на горизонтальной поверхности, кВт/м ² /день											
	Широта	Долгота	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Душанбе	38,57	68,765	2,08	2,83	3,73	5,03	6,25	7,30	7,39	6,82	5,64	4,04	2,63	1,89
Худжанд	40,28	69,63	1,98	2,85	3,90	5,26	6,64	7,78	7,76	6,90	5,49	3,86	2,40	1,73
Бохтар	37,84	68,78	2,36	3,16	4,12	5,63	6,84	7,91	7,70	6,78	5,67	4,30	2,89	2,06
Куляб	37,912	69,784	2,34	3,13	4,12	5,62	6,83	7,90	7,73	6,86	5,76	4,33	2,88	2,06
Истаравшан	39,91	69	2,00	2,70	3,45	4,51	5,62	6,61	6,91	6,56	5,46	3,74	2,40	1,77
Вахдат	38,5562	69,012	2,18	2,94	3,89	5,27	6,48	7,66	7,69	7,06	5,87	4,15	2,74	1,96
Турсунзаде	38,515	68,231	2,08	2,83	3,73	5,03	6,25	7,30	7,39	6,82	5,64	4,04	2,63	1,89
Канибадам	40,293	70,429	2,09	2,94	3,95	5,30	6,45	7,42	7,57	6,75	5,50	3,91	2,49	1,83
Исфара	40,122	70,623	2,09	2,94	3,95	5,30	6,45	7,42	7,57	6,75	5,50	3,91	2,49	1,83
Кайраккум	40,267	69,8	1,98	2,85	3,90	5,26	6,64	7,78	7,76	6,90	5,49	3,86	2,40	1,73
Пенджикент	39,496	67,6	2,00	2,82	3,78	5,24	6,67	7,68	7,48	6,68	5,41	3,84	2,54	1,81
Чкаловск	40,23	69,7	1,98	2,85	3,90	5,26	6,64	7,78	7,76	6,90	5,49	3,86	2,40	1,73
Хорог	37,49	71,555	2,02	2,66	3,63	4,67	5,86	7,09	7,47	7,21	6,26	4,30	2,73	1,83
Нурек	38,39	69,31	2,18	2,94	3,89	5,27	6,48	7,66	7,69	7,06	5,87	4,15	2,74	1,96
Истиклол	40,57	69,643	1,98	2,85	3,90	5,26	6,64	7,78	7,76	6,90	5,49	3,86	2,40	1,73
Левакент	37,875	68,92	2,36	3,16	4,12	5,63	6,84	7,91	7,70	6,78	5,67	4,30	2,89	2,06
Рогун	38,694	69,742	2,18	2,94	3,89	5,27	6,48	7,66	7,69	7,06	5,87	4,15	2,74	1,96

Таблица П.А.6 – Число дней без солнца в Республики Таджикистан

Станция	Месяцы												За год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Согдийская область и районы республиканского подчинения													
Кайраккумское водохранилище	6	4	4	1	0	0	0	0	0	1	5	11	32
Ленинабад, поле	8	5	5	0	0	0	0	0	0	2	4	12	36
Пенджикент (Дупули)	8	6	5	2	1	0	0	0	0	2	4	10	38
Дехауз	10	9	8	3	1	0	0	0	0	3	7	12	53
Душанбе агрометеостанция	8	6	8	2	2	0	0	0	0	2	5	8	41
Душанбе, ГМО	9	7	6	2	1	0	0	0	0	2	4	8	39
Пахтаабад	7	7	7	3	1	0	0	0	0	2	5	9	41
Курган-Тюбе	8	6	6	2	1	0	0	0	0	2	4	8	37
Горно-Бадахшанская Автономная Область													
Кара-Куль	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7
Ледник Федченко	13	13	12	7	3	1	1	0	0	5	10	14	79
Хабурабад	6	7	7	3	2	0	0	0	0	1	6	10	42
Мургаб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Хорог	8	5	4	1	0	1	0	0	0	1	2	7	29

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

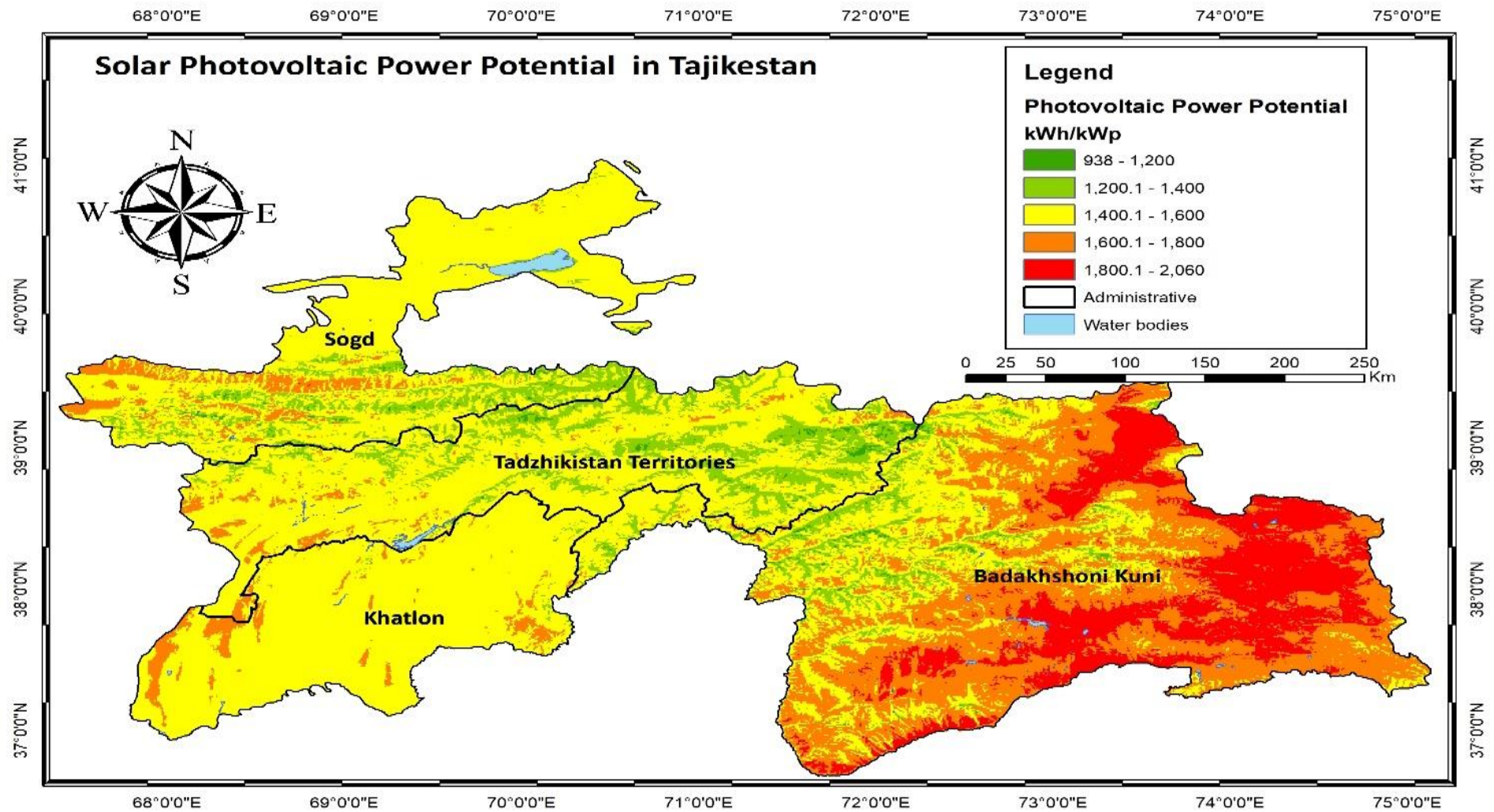


Рисунок П.Б.1 – Карта потенциала солнечной фотоэлектрической мощности Таджикистана

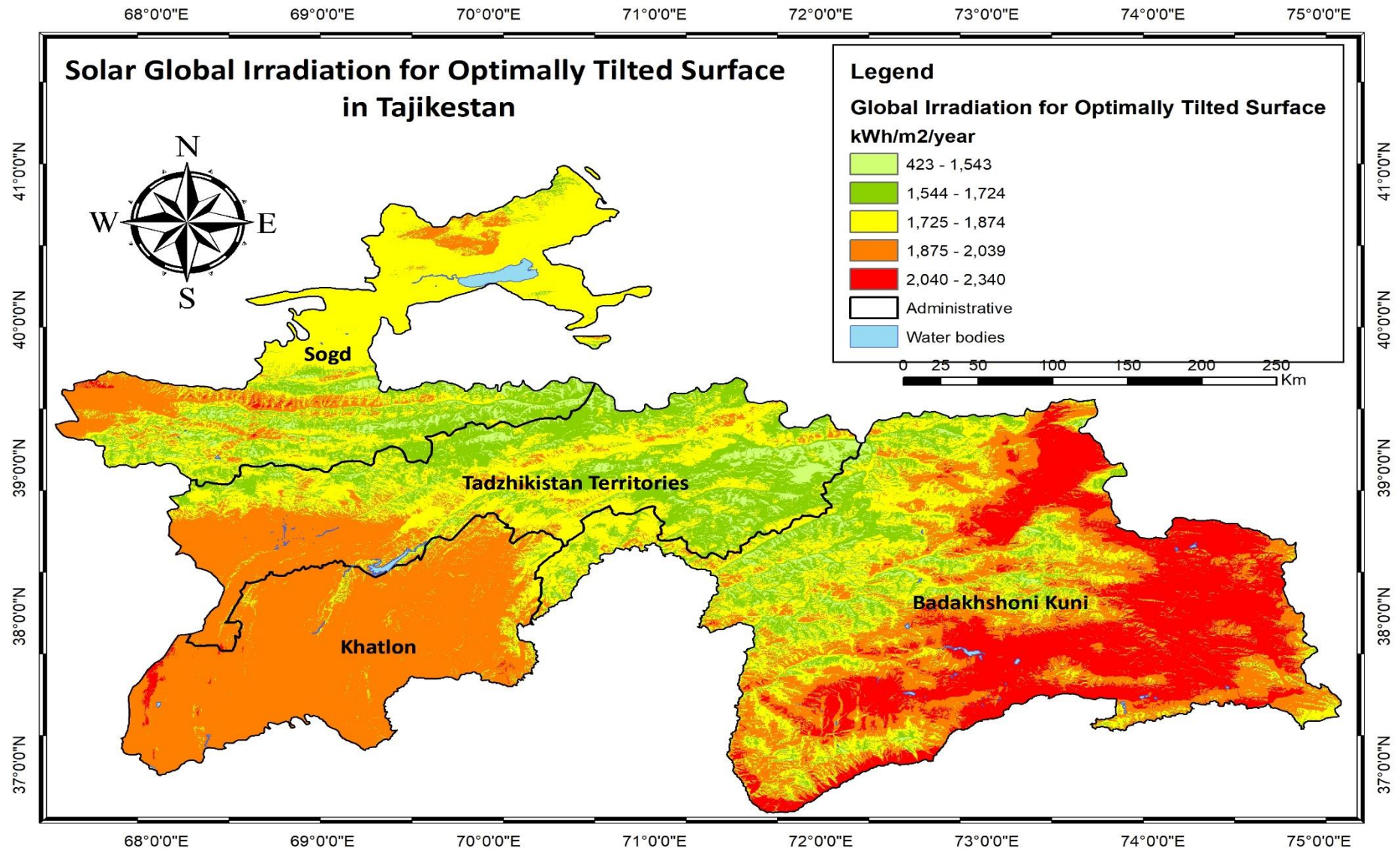


Рисунок П.Б.2 – Карта глобального горизонтального солнечного излучения для оптимального угла наклона модулей

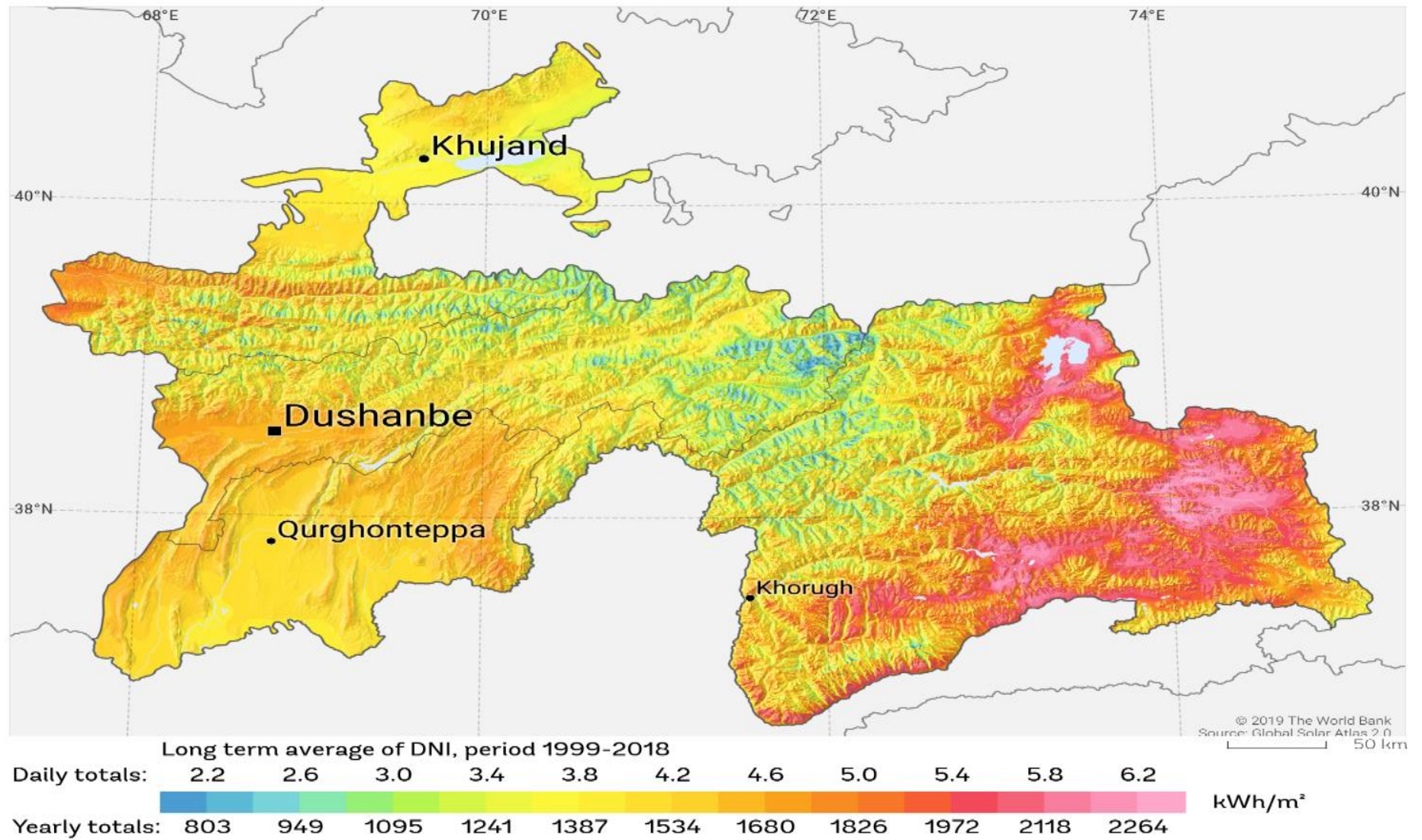


Рисунок П.Б.3 – Нормальное прямое солнечное излучение на территории Таджикистана

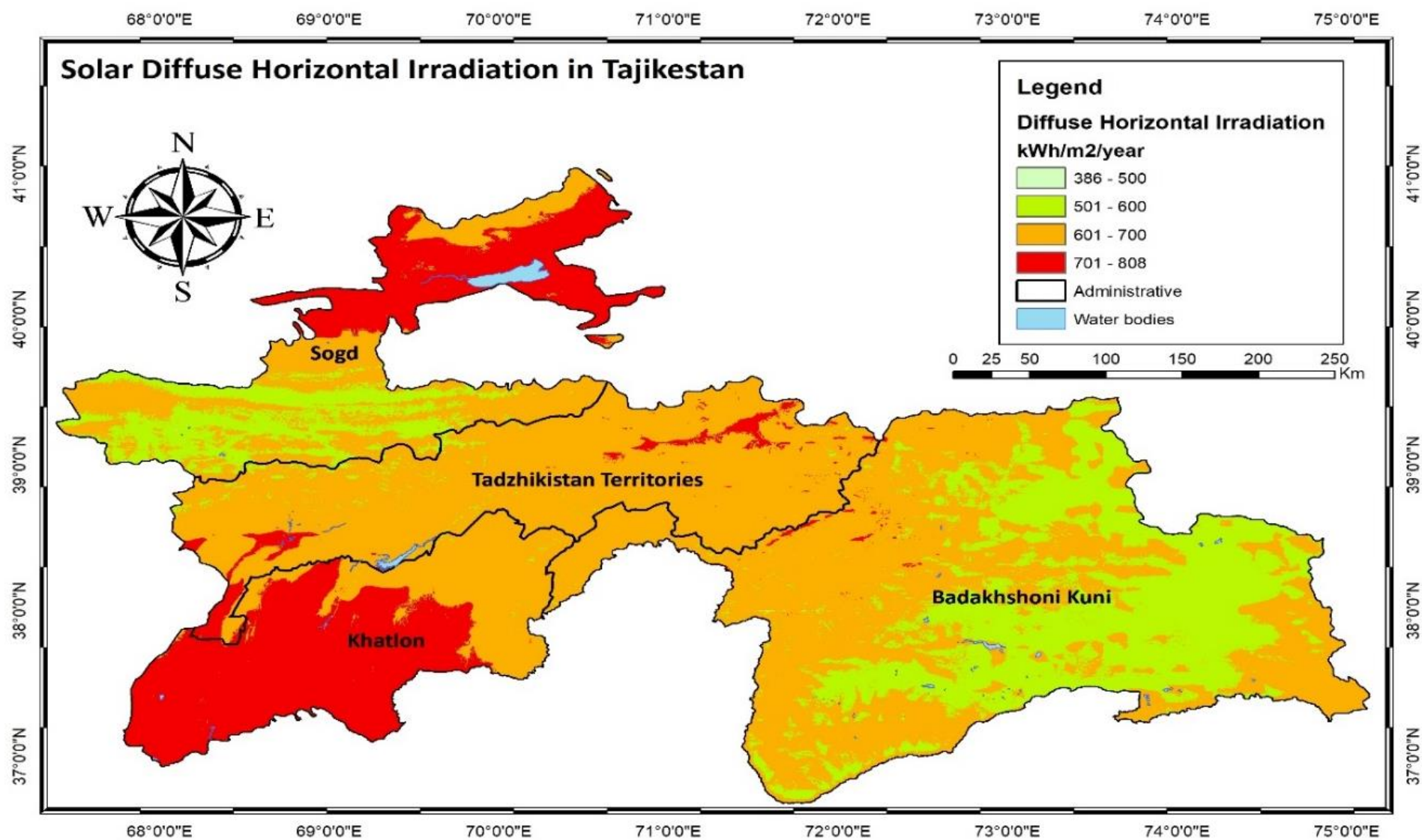


Рисунок П.Б.4 – Карта годовая диффузная горизонтального излучения на территории Таджикистана

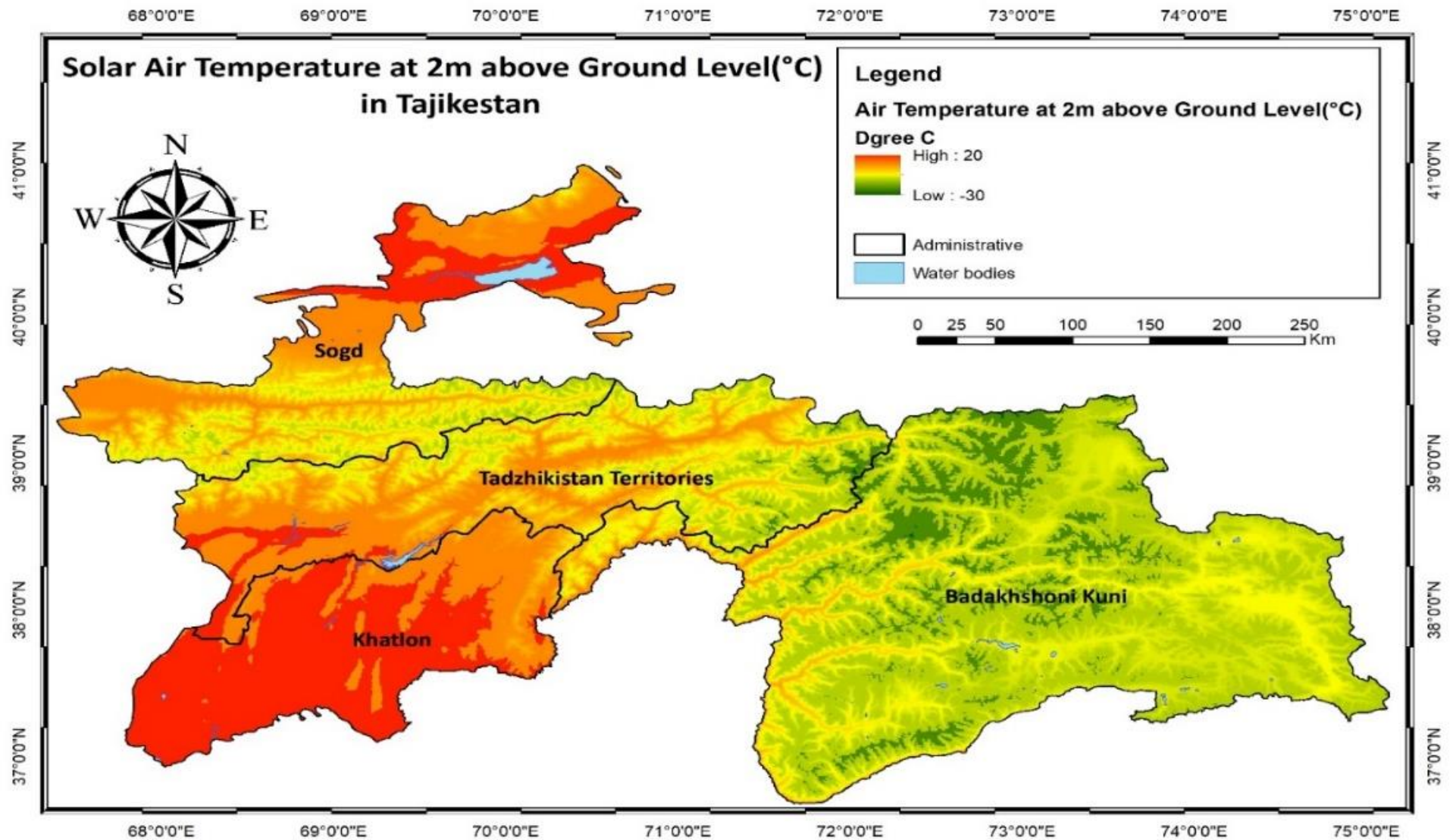


Рисунок П.Б.5 – Карта температур в солнечную погоду (2 м над уровнем земли)

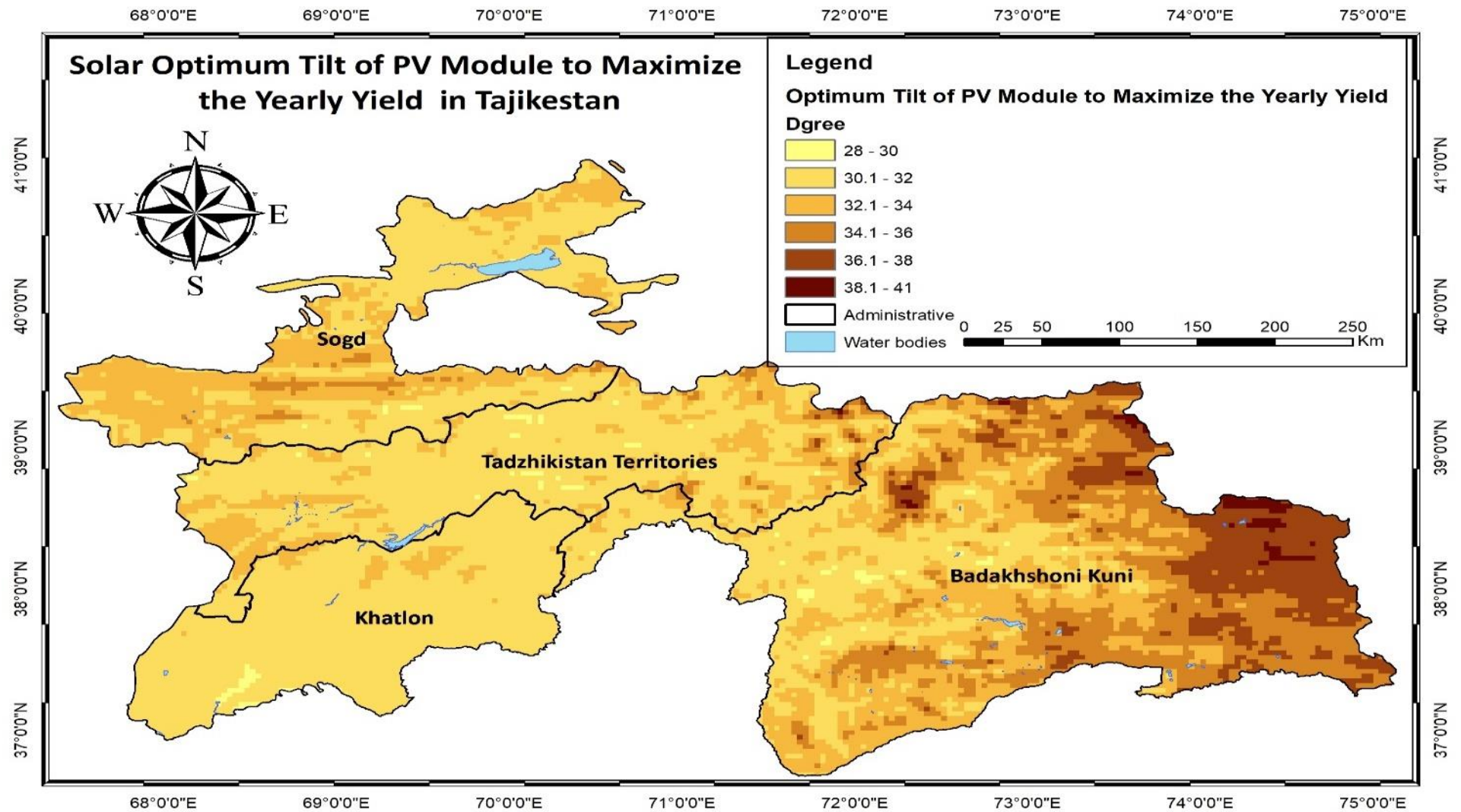


Рисунок П.Б.6 – Карта солнечного оптимального наклона фотоэлектрических модулей для максимальной выработки электроэнергии для территории Таджикистана

ПРИЛОЖЕНИЕ В



Рисунок П.В.1 – Общий вид экспериментального стенда:

1, 5 – солнечный модуль с пленкой; 2 – источник искусственного освещения; 3 – инфракрасный термометр; 4 – модуль управления и контроля

Таблица П.В.1 – Перечень приборов и оборудования, используемых в лабораторном эксперименте

№	Наименование приборов	Технические характеристики
1	Солнечный модуль, расположенный на платформе, датчик температуры, датчик освещённости, искусственный источник освещения	Напряжение сети 220В Частота 50 Гц Потребляемая мощность 350 Вт
2	Модуль управления и контроля, включающий: - аккумуляторную батарею, - контроллер заряда аккумуляторной батареи; - регулятор освещённости; - переменную нагрузку; - цифровой вольтметр; - цифровые амперметры (3 шт); - цифровой индикатор температуры солнечных модулей; - цифровой индикатор энергетической освещённости солнечного модуля (радиометр)	Напряжение от сети 220В Частота 50 Гц Потребляемая мощность 350 Вт
3	Инфракрасный термометр (пирометр)	Температурный диапазон 60 °С ..+1000 °С
4	Структурированная голографическая плёнка	-

Таблица П.В.2 – Таблица выработки тока, напряжения и мощности СМ, при разной освещённости в лабораторных условиях эксперимента

Освещённость, (Е)	600 Вт/м ²	U, мВ	17	16,7	16,6	16,4	16	15,7	15	13,9	11,6	7,35	2,57	0
		I, мА	0	0,012	0,015	0,019	0,023	0,026	0,03	0,036	0,041	0,045	0,049	0,05
		P, Вт	0	0,2004	0,249	0,3116	0,368	0,4082	0,45	0,5004	0,4756	0,33075	0,12593	0
	1400 Вт/м ²	U, мВ	17,4	17,3	17,2	17	16,9	16,8	16,5	16	15	12,5	5,6	0
		I, мА	0	0,01	0,015	0,022	0,024	0,027	0,034	0,043	0,053	0,072	0,091	0,096
		P, Вт	0	0,173	0,258	0,374	0,4056	0,4536	0,561	0,688	0,795	0,9	0,5096	0
	2000 Вт/м ²	U, мВ	17,7	17,5	17,4	17,3	17,2	17,1	17	16,5	15	11,7	6,61	0
		I, мА	0	0,014	0,018	0,023	0,026	0,03	0,033	0,045	0,065	0,092	0,112	0,121
		P, Вт	0	0,245	0,3132	0,3979	0,4472	0,513	0,561	0,7425	0,975	1,0764	0,74032	0
	3000 Вт/м ²	U, мВ	17,8	17,6	17,5	17,4	17,3	17,2	17	16,6	16,4	14,8	9,4	0
		I, мА	0	0,013	0,018	0,023	0,028	0,033	0,04	0,052	0,057	0,084	0,114	0,126
		P, Вт	0	0,2288	0,315	0,4002	0,4844	0,5676	0,68	0,8632	0,9348	1,2432	1,0716	0
	4000 Вт/м ²	U, мВ	18	17,8	17,6	17,5	17,4	17,3	17,1	16,7	16,4	14,5	6,85	0
		I, мА	0	0,014	0,026	0,033	0,038	0,046	0,055	0,068	0,076	0,102	0,132	0,14
		P, Вт	0	0,2492	0,4576	0,5775	0,6612	0,7956	0,9405	1,1356	1,2464	1,479	0,9042	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



**Монокристаллический СМ
Delta battery 24-100 MONO**



**Цифровой мультиметр
CHY Victor VC890D**



**Лампа накаливания
12V/45/40W**

**Голографическая
Термозащитная плёнка**



**Инфракрасный
термометр
ScanTemp 490
(пирометр)**



Термометр ТН90



**Смартфон с выходом
в интернет**

Рисунок П.Г.1 – Перечень приборов и оборудования, использованных в экспериментальном исследовании

Таблица П.Г.1 – Технические характеристики инфракрасного термометра типа
ScanTemp 490

№	Наименование параметров	Обозначение	Наименование параметров
1	Оптическое разрешение		50: 1
2	Температурный диапазон	$T_{\text{диап}}$	-60 °C ... + 1000 °C
3	Разрешение дисплея		0,1 °C (выше 1000 °C 1 °C)
4	Точность		± 2 °C
5	Рабочая температура	$T_{\text{раб}}$	0 ... 50 °C
6	Коэффициент излучения	$K_{\text{изл}}$	от 0,10 до 1,00
7	Время отклика	$T_{\text{отклик}}$	1 с.
8	Аккумулятор	$U_{\text{ном}}$	2 x 1,5 вольт ААА размер
9	Размер и вес	ДхШхВ / грамм	215 x 145 x 45 мм/ 1150 г

Таблица П.Г.2 – Показатели температуры и выработки мощности солнечными модулями в условиях г. Курган-Тюбе, РТ

Дата и время измерения День-час		Состояние погоды	Солнечная инсоляция кВт·ч/м²	Скорость ветра м/с	Влажность воздуха %	Температура воздуха °С	Температура поверхности модуля °С	Температура задней поверхности модуля °С	Вырабатываемый ток (мА)	Вырабатываемое напряжение (В)	Вырабатываемая мощность (Вт)	Угол наклона модуля °С
С пленкой												
25-26-07-2019	7:00	Ясно	0,20	2	41,75	27,6	43,25	46,4	26,25	7,76	0,2037	45
	8:00	Ясно		2	35,5	30,75	54	54,5	40,15	11,65	0,468	45
	9:00	Ясно	0,77	1	23,5	30	62,6	69,1	41	12,5	0,5125	45
	10:00	Ясно		1	18,25	37	67	68,8	43	12,75	0,5482	45
	11:00	Ясно	0,82	1	18	39,5	54	56	41	12,9	0,5289	45
	12:00	Ясно		1	18,75	40,5	53,8	57,75	40,4	13	0,5252	45
	13:00	Ясно	0,97	1	18	42,25	61,85	58	42	13	0,546	45
	14:00	Ясно		2	17,25	41,625	58,25	63,75	41,35	13	0,5375	45
	15:00	Ясно	0,74	2	13,25	40,7	66,9	69,7	40,35	12,85	0,5184	45
	16:00	Ясно		3	15	41,5	66,9	69,2	42	12	0,504	45
	17:00	Ясно	0,59	3	15,5	40,75	56,6	57,2	33,7	8,6	0,2898	45
	18:00	Ясно		2	24,25	37,5	52	53,1	23	4	0,092	45
Без пленки												
25-26-07-2019	7:00	Ясно	0,20	2	41,75	27,6	41,2	48,2	16,9	5,46	0,09227	45
	8:00	Ясно		2	35,5	30,75	50,4	51	27,2	9,3	0,2529	45
	9:00	Ясно	0,77	1	23,5	30	61,2	64,1	30,6	11,25	0,3442	45
	10:00	Ясно		1	18,25	37	63,4	65,45	32,2	12,25	0,3944	45
	11:00	Ясно	0,82	1	18	39,5	58,4	66,45	41	12,45	0,5104	45
	12:00	Ясно		1	18,75	40,5	48,95	63,7	35,7	12,55	0,4480	45
	13:00	Ясно	0,97	1	18	42,25	57,5	61,85	41,45	12,65	0,5243	45
	14:00	Ясно		2	17,25	41,625	59,4	66,7	41,1	12,5	0,5137	45
	15:00	Ясно	0,74	2	13,25	40,7	60,5	66,5	41,6	12,6	0,5241	45
	16:00	Ясно		3	15	41,5	62,55	72	41	12,5	0,5125	45
	17:00	Ясно	0,59	3	15,5	40,75	51,45	65,6	36,2	9,9	0,3583	45
	18:00	Ясно		2	24,25	37,5	46,55	56,1	26,45	5,3	0,1401	45

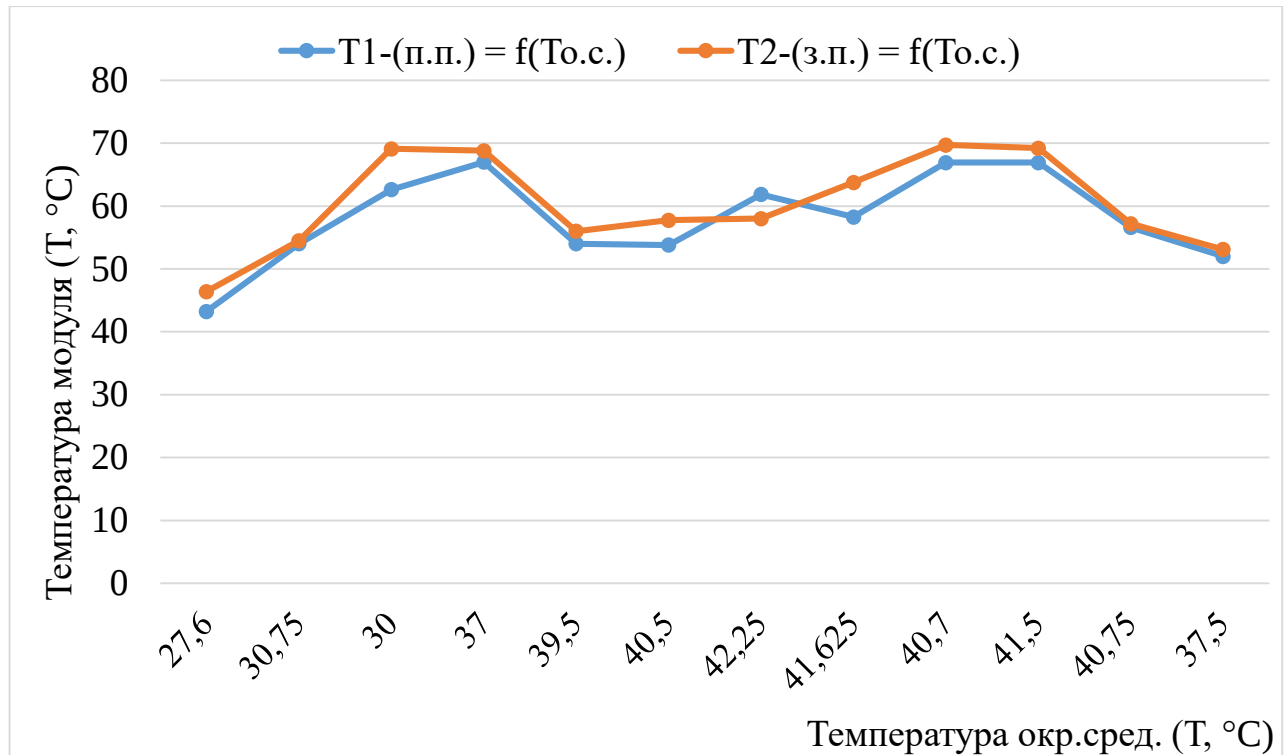


Рисунок П.Г.2 – Зависимости температуры нагрева фотоэлектрических модулей передней и задней поверхности с пленкой $T_{1-2} = f(T_{oc})$ от температуры окружающей среды в течение дня

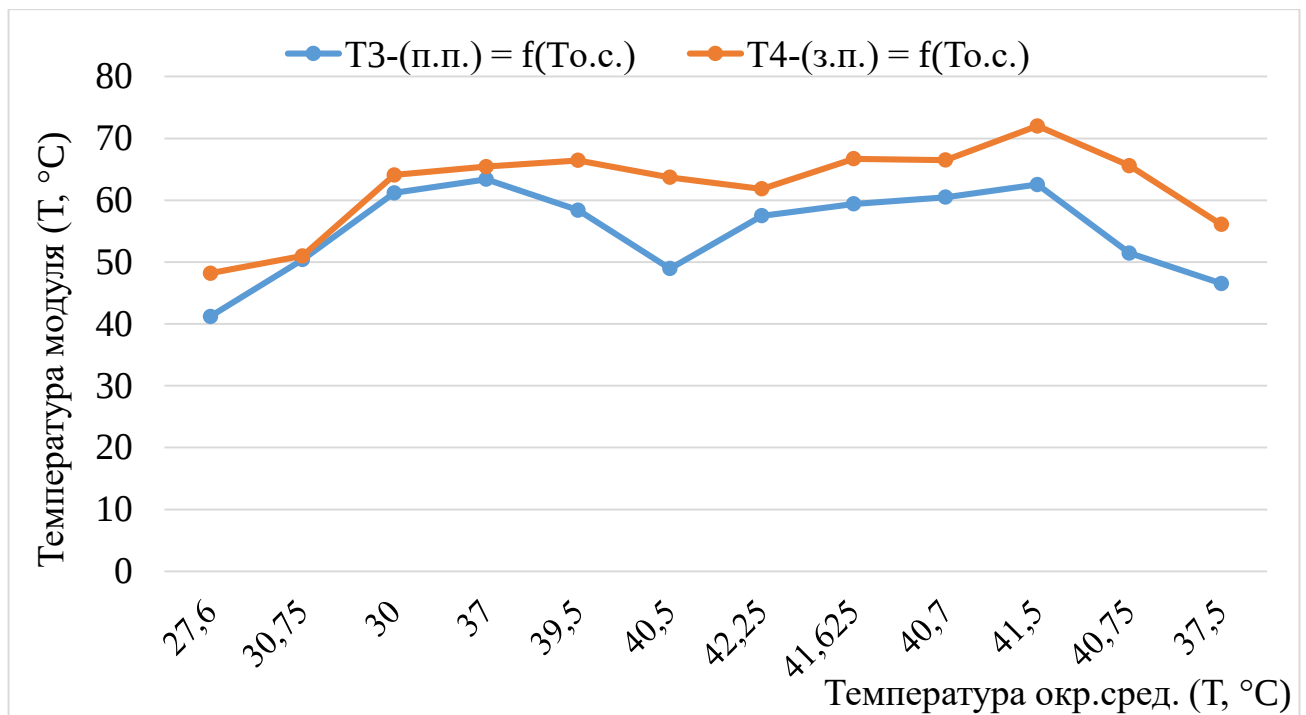


Рисунок П.Г.3 – Зависимости температуры нагрева фотоэлектрических модулей передней и задней поверхности без пленки $T_{3-4} = f(T_{oc})$ от температуры окружающей среды в течение дня

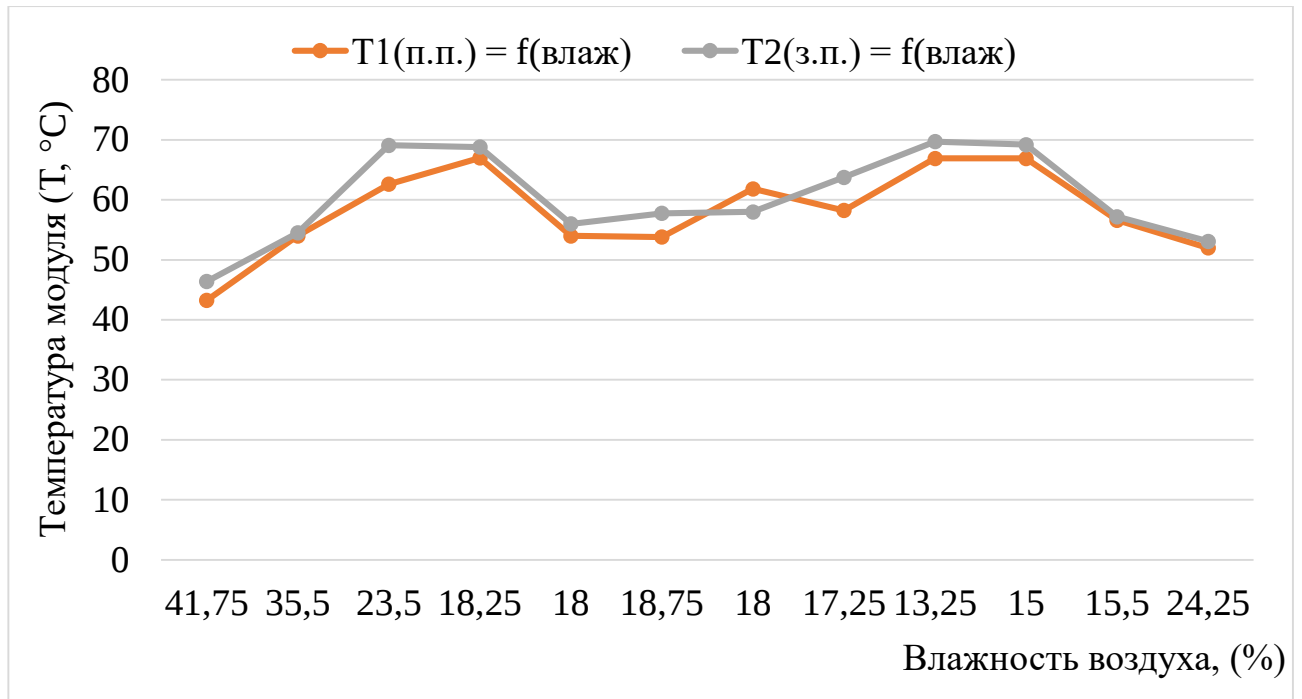


Рисунок П.Г.4 – Зависимости температуры нагрева фотоэлектрических модулей передней и задней поверхности с пленкой $T_{1-2} = f(\varphi)$, от влажности воздуха в течение дня

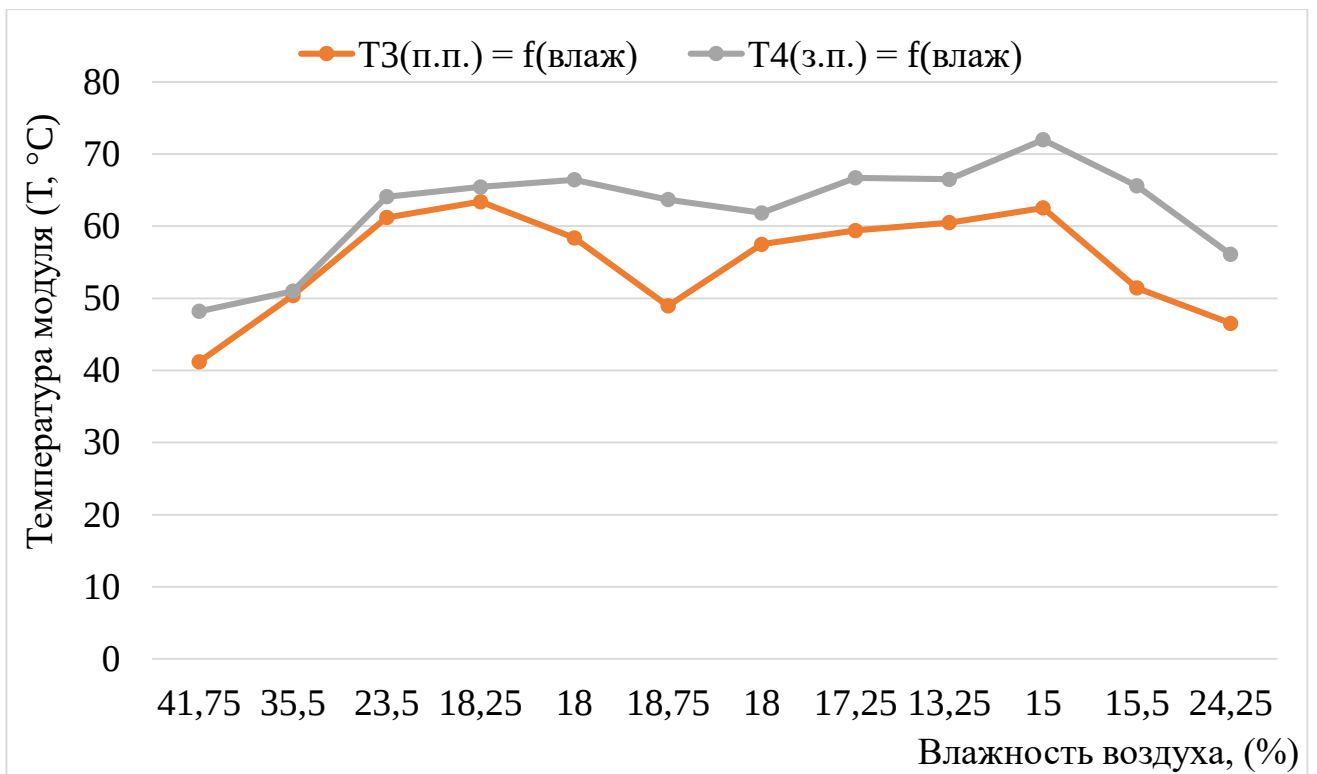


Рисунок П.Г.5 – Зависимости температуры нагрева фотоэлектрических модулей передней и задней поверхности без пленки $T_{3-4} = f(\varphi)$, от влажности воздуха в течение дня

Таблица П.Г.3 – Технические характеристики электронного микроскопа
JSM-7001F (JEOL)

№ п/п	Наименование параметров	Наименование параметров
1	Разрешение (вторичное электронное изображение):	1,2 нм (при 30 кВ), 3,0 нм (при 1,0 кВ), 3,0 нм (при 15 кВ, 10 мм WD, 5 нА)
2	Ускоряющее напряжение:	от 0,5 до 2,9 кВ (с шагом 10 В)
3	Увеличение:	от x10 до 1000000x (печатается как 120 мм x 90 мм микрофотографии)
4	Изображений режимы:	ДИР (вторичное электронное изображение), BEI к E / T детектор BEI - Option (электронное изображение обратного рассеяния TOPO и COMPO)
5	Воздушный шлюз для обмена образцов:	6 дюймов x 10 мм, 4 дюйма x 40 мм
6	Система управления и отображения:	Для наблюдения: 20 дюймов, FPD высокого разрешения
7	Разрешение изображения:	800x600 пикселей, 1280x1024 пикселей, 2560x1920 пикселей, 5129x3840 пикселей (16 бит TIFF)
8	Измерение на экране:	по горизонтали, вертикали, диагонали, точка-точка, углы
9	Обработка изображения:	гамма, яркость и контраст, ядерные фильтры, аннотации изображения, Ложный цвет,
10	Образец Стадия: Механически eucentric на всех WDs (автоматизированных все 5 осей)	Тип I X = 70 мм, Y = 50 мм, Z = 38 мм (WD от 3 до 41 мм) T = от -5 до 70 ° R = 360 ° (охват диаметром 4 дюйма) Тип II X = 110 мм, Y = 80 мм, Z = 38 мм (WD 3 до 41 мм) T = от -5 до 60 ° R = 360 ° (охват диаметром 6 дюймов) Тип III X = 140 мм, Y = 80 мм

ПРИЛОЖЕНИЕ Д



Рисунок П.Д.1 – Скриншот интерфейса программы PVsyst

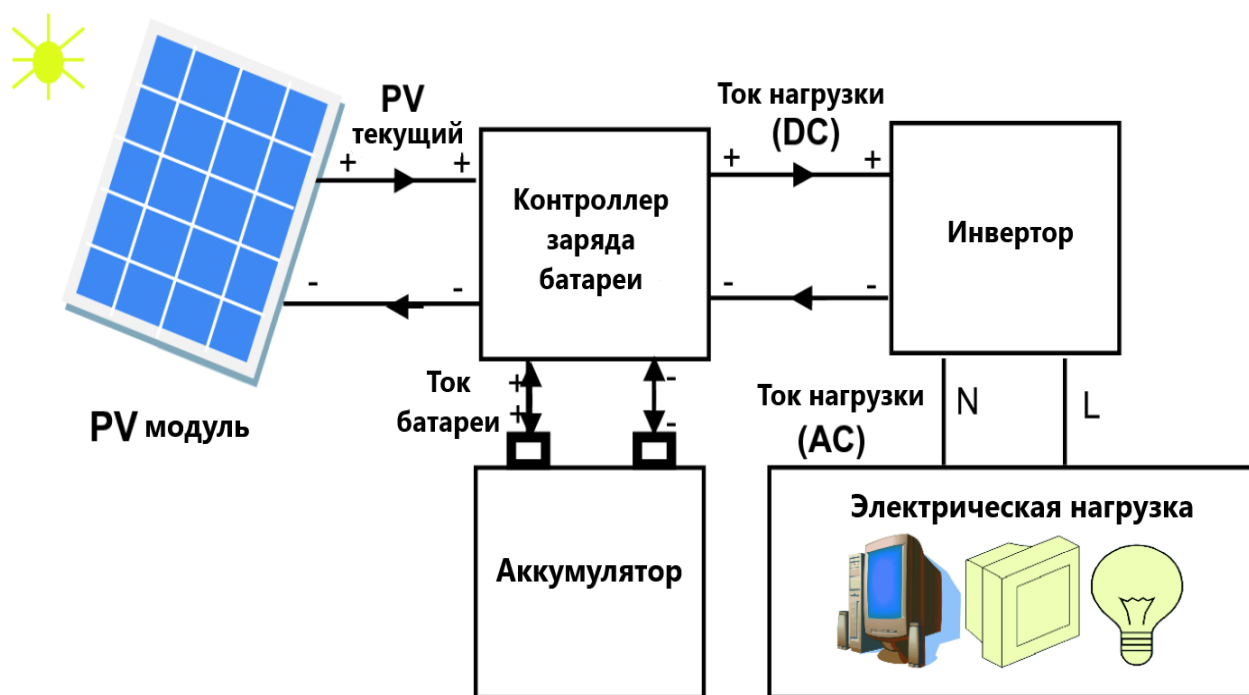


Рисунок П.Д.2 – Схема автономной фотозлектрической системы

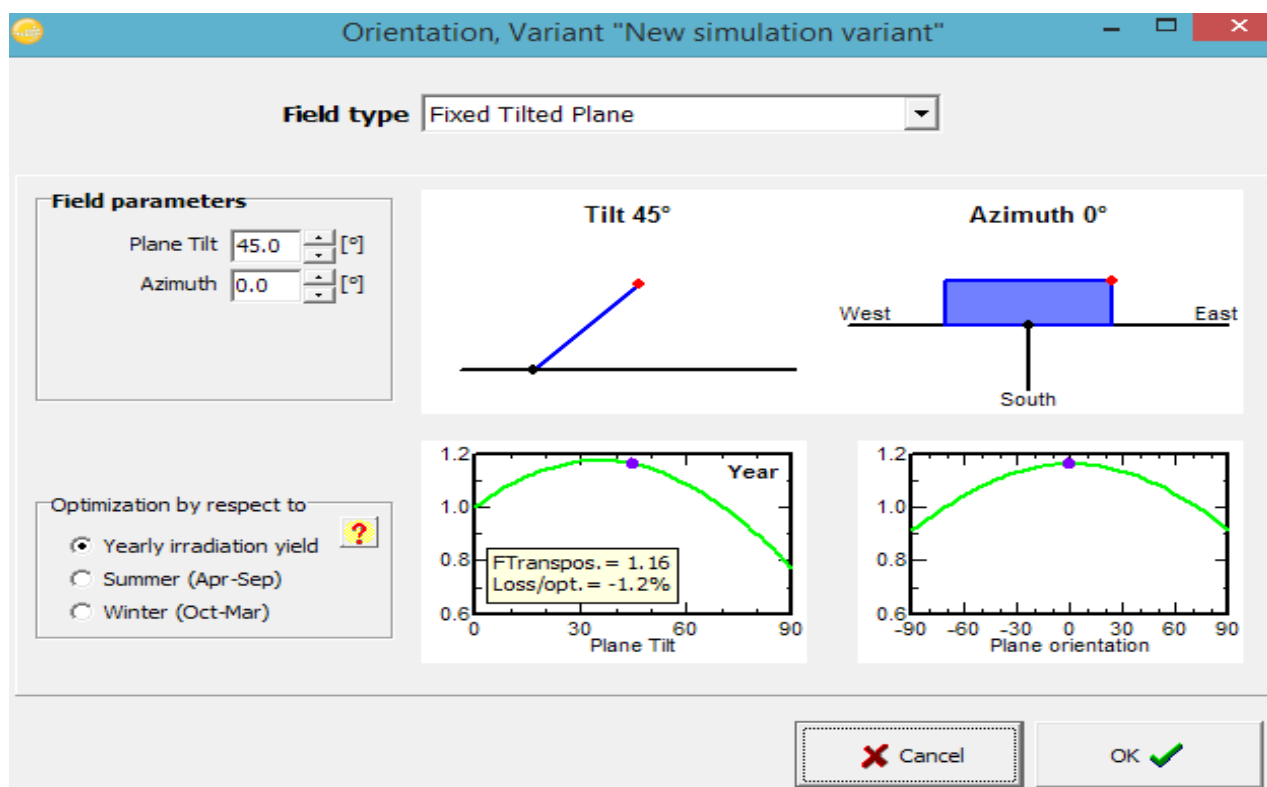


Рисунок П.Д.3 – Наклон и ориентация панели PV

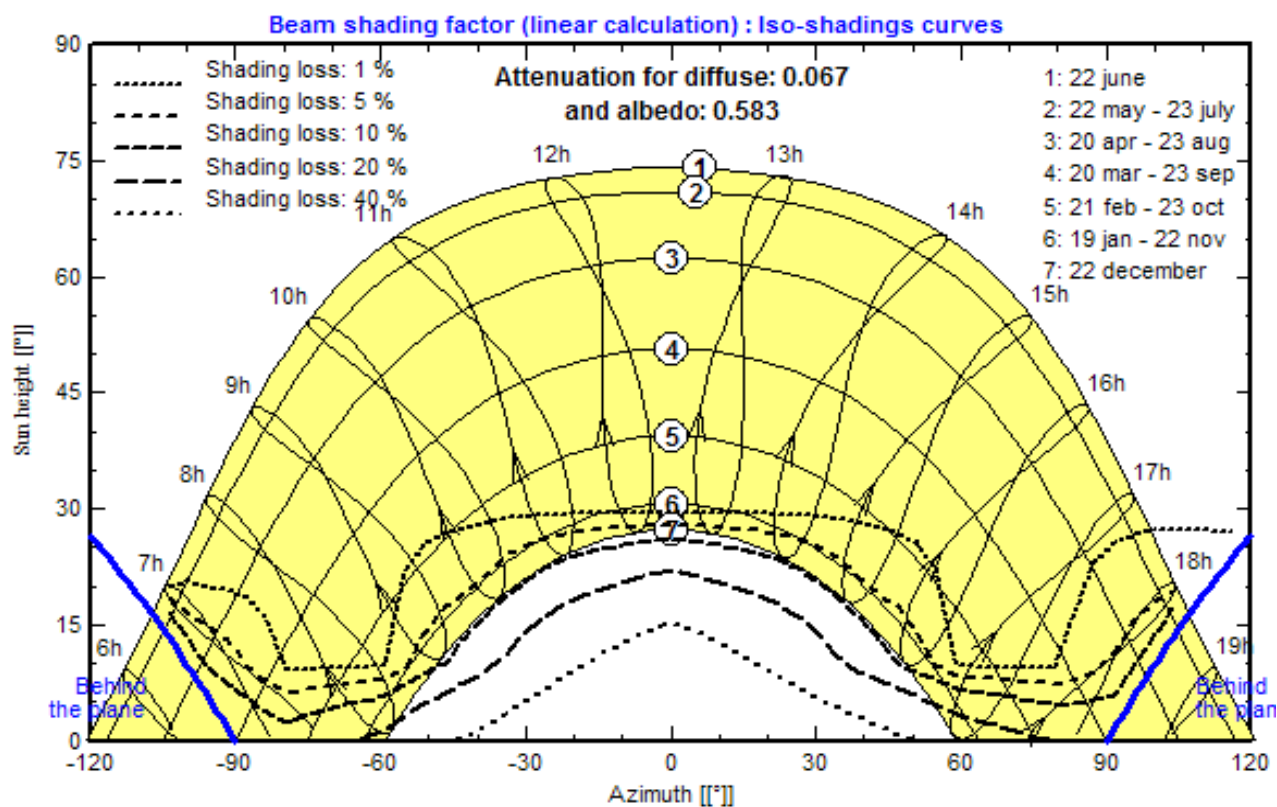


Рисунок П.Д.4 – Горизонт и диаграмма затенения

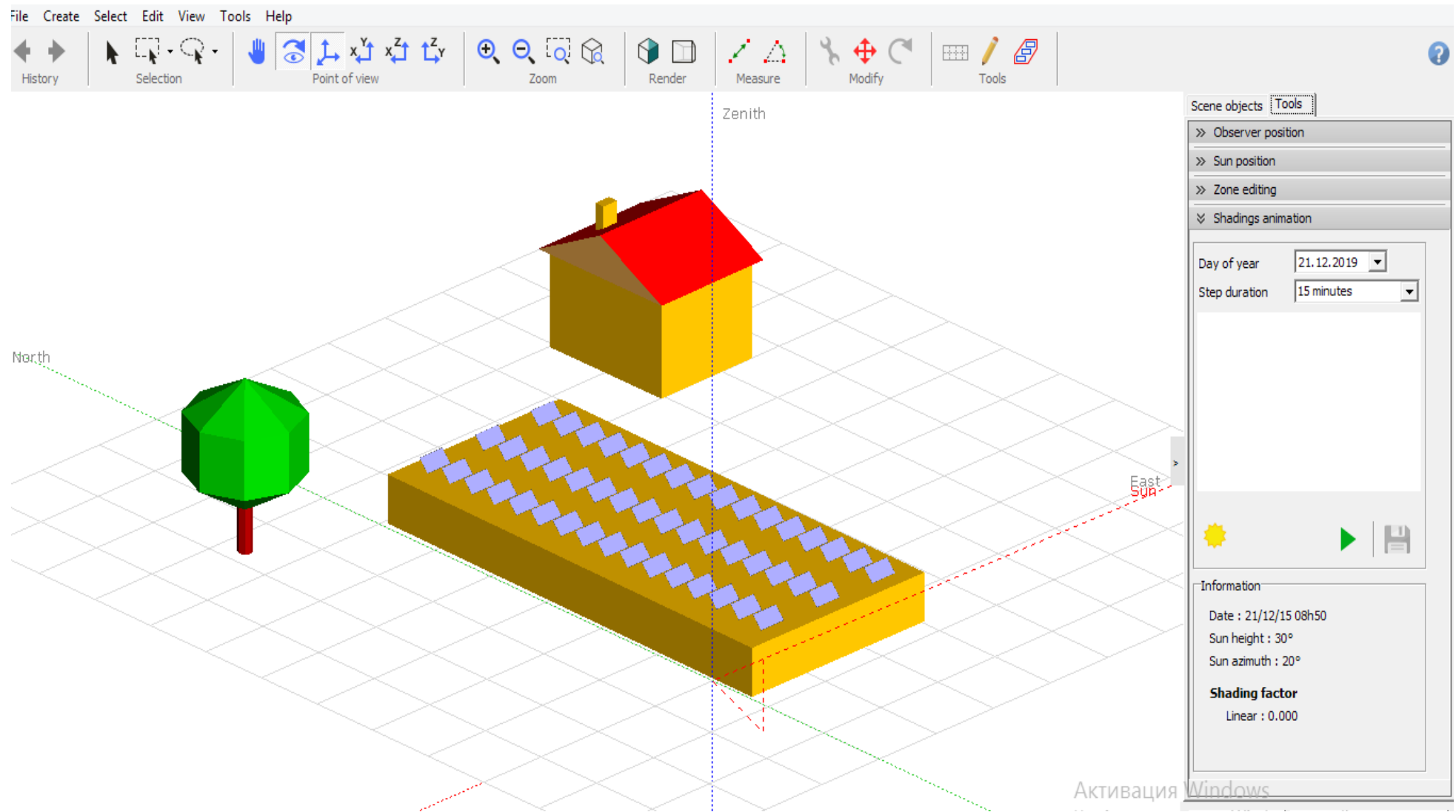


Рисунок П.Д.5 – 3D-симуляция эффекта тени автономной фотоэлектрической системы

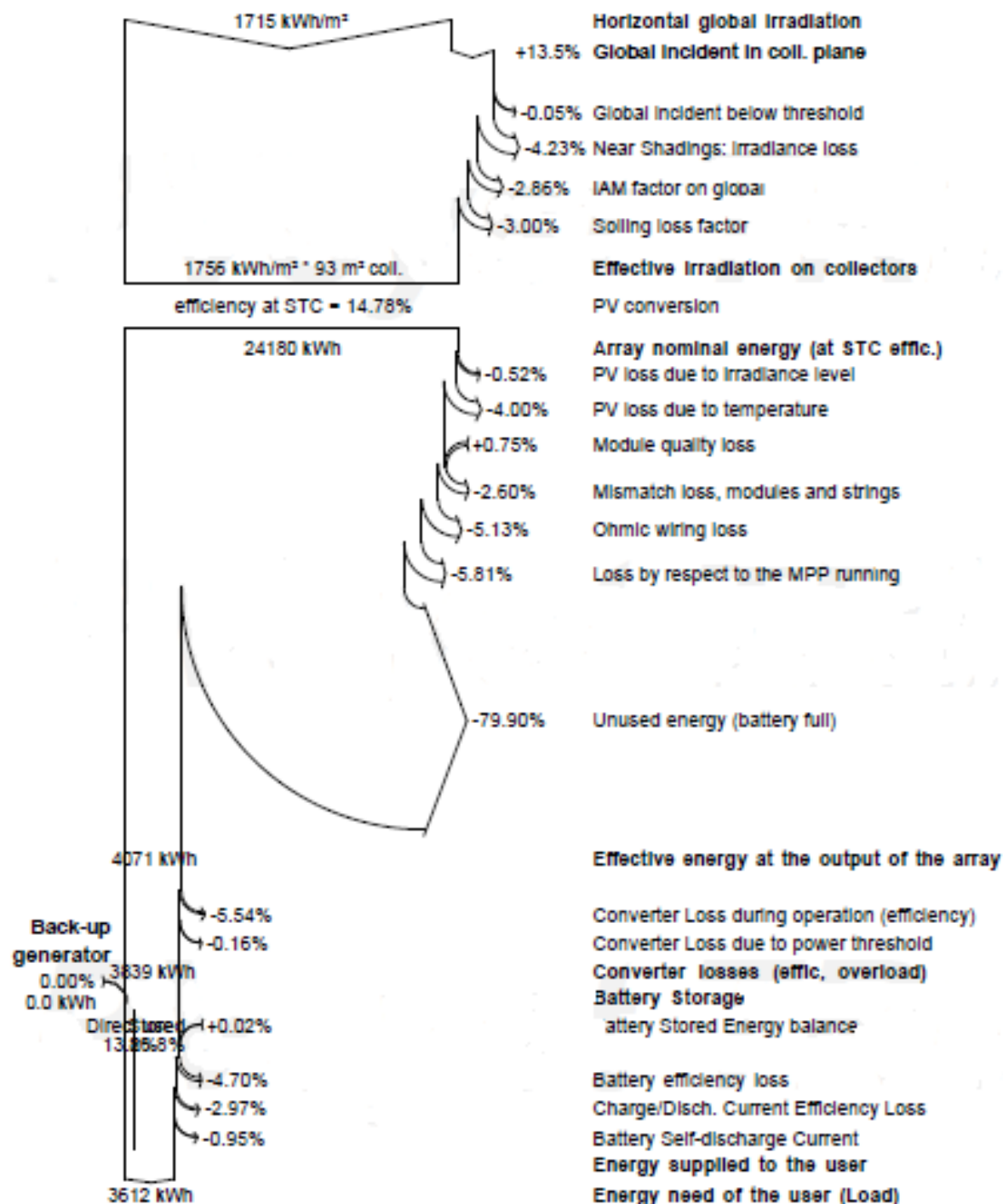


Рисунок П.Д.6 – Диаграмма годовая потеря электроэнергии автономной фотоэлектрической системы

ПРИЛОЖЕНИЕ Е



UNIVERSIDAD
DE CHILEUNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI GENOVA

EECE-2019

International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering

The Article:

Study of the Operation of Solar Modules Using Holographic Thermal Protection

Authors:

Irina Kirpichnikova, Ilkhom Makhsumov, Zhenis Madiyar, Ilkhom Abdulloev, Khurshedshoh Boboev, Parviz Shohnazarov

was presented at the International Scientific Conference on Energy,
Environmental and Construction Engineering
(EECE 2019)

Date: November 19-20, 2019

Vice-rector for research
DSc in Engineering,
corresponding member of RAS

prof. Vitaliy Sergeev

www.eece.spbstu.ru
Conference hashtag: #EECE19





СЕРТИФИКАТ

Настоящим удостоверяется, что

Илхом Бурхонович

Махсумов

принял участие в Международной
научно-технической конференции

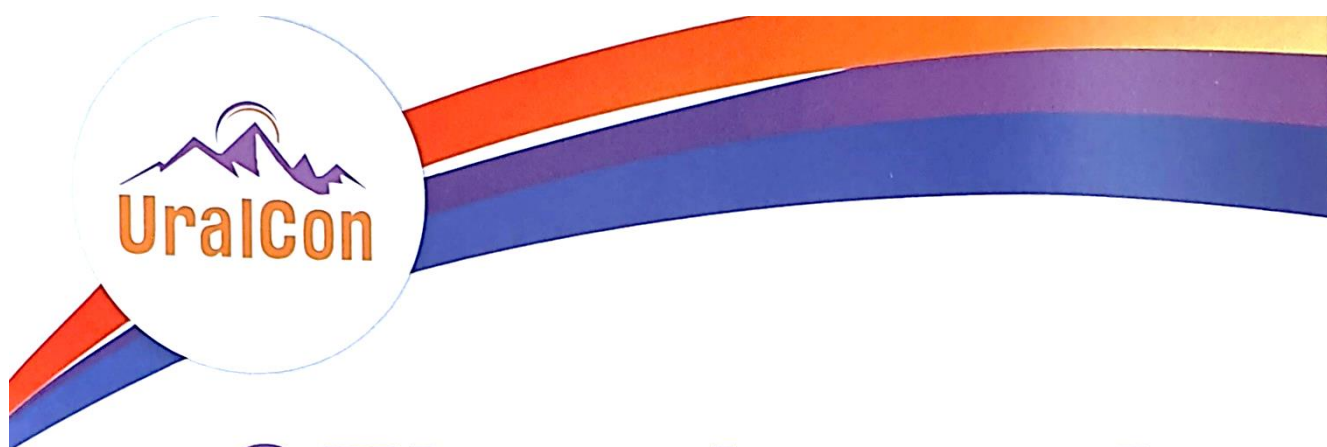
«Пром-Инжиниринг»

18-22 мая 2020 г.



Председатель оргкомитета,
доктор техн. наук, профессор

А.А. Радионов



СЕРТИФИКАТ

Настоящим удостоверяется, что

Махсумов Илхом Бурхонов

принял участие в Международной
научно-технической конференции
«Электротехнические комплексы и системы»

22-24 сентября 2020 г.,

г. Челябинск, Россия

Председатель оргкомитета,
доктор техн. наук, профессор



А.А. Радионов



СЕРТИФИКАТ

Настоящим удостоверяется, что

Махсумов
Илхом Тохирович

принял участие в научном семинаре
 «Электротехнические комплексы
 и системы автоматизации в металлургии»
 (IEEE Russian Workshop on Power Engineering
 and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice)

25-26 сентября 2020 г.,
 г. Магнитогорск, Россия

Председатель оргкомитета,
 доктор техн. наук, профессор

А.А. Радионов
 А.А. Радионов



Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Астраханский государственный университет»

Сертификат

участника Школы молодого ученого-электроэнергетика:
«Экономичность, надежность, безопасность и качество жизни – ключевые проблемы
проектного подхода к развитию электроэнергетики»

выдан

Махсумову Илхому Бурхоновичу

17-18 сентября 2020 г.

г. Астрахань

Проректор по научной работе



А.В. Федотова



**АКАДЕМИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ НАУК
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ОБЩЕРОССИЙСКАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

Сертификат

участника открытого заседания
научно-отраслевого отделения №15 «Высшее электротехническое образование»,
проведенного в рамках конференции
«Энергоэффективность. Ценология. Экология и Энергобезопасность»

выдан

Махсумову Илхому Бурхоновичу

18 сентября 2020 г.

г. Астрахань

Академик-секретарь НОО №15 АЭН РФ

М.Г. Тягунов

ПРИЛОЖЕНИЕ Ё

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Махсумова И.Б. в учебном процессе на кафедре «Электрические станции»
Института энергетики Таджикистана



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН
ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТНА**

735162, Хатлонская область, Кушониёнский район, ул. Н.Хусрава 73 тел: +992777076500 E-Mail: nazarov-h2013@mail.ru



АКТ

об использовании результатов диссертационной работы «Разработка энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии для труднодоступных районов Республики Таджикистан с использованием устройств термозащиты солнечных модулей», выполненной Махсумовым Илхомом Бурхоновичем

Комиссия в составе: председателя – к.п.н. Зувайдуллоева Ф.З., членов комиссии: к.э.н. Рахимова З.С., зав. каф. «Электрические станции и подстанции», к.т.н. Рахимова Х.А. свидетельствует о том, что для использования в учебном процессе кафедры «Электрические станции и подстанции» приняты:

- Метод многокритериального подхода принятия решений по строительству солнечных электростанций и аналитическая иерархия процесса (АИП) с использованием программного обеспечения ArcGIS.
- Программный пакет PVsys для моделирования автономной солнечной электростанции и выбора электрооборудования с целью определения

целесообразности размещения СЭС в труднодоступных децентрализованных районах Республики Таджикистан.

Данные разделы диссертации Махсумова И.Б. будут использованы при курсовом и дипломном проектировании студентов по программе бакалавриата «Возобновляемые источники энергии», а также для научных и исследовательских работ аспирантов и молодых ученых кафедры.

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИССИИ

Проректор по науке,
инновациям и международным связям



Ф.З. Зувайдуллозода

ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:

Начальник Учебно-методического
управления



Ф.З. Зувайдуллозода

Заведующий кафедрой
«Электрические станции и подстанции»



Х.А. Рахимов

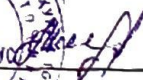
Преподаватель дисциплины
«Возобновляемые источники энергии»



З.С. Рахимов

Подписи Зувайдуллозода Ф.З., ст. преподавателя Рахимова Х.А. и ст.
преподавателя Рахимова З.С. **ЗАВЕРЯЮ**

Начальник отдела кадров

М.А. Равшанова

**Документ об использовании результатов диссертационной работы
Махсумова И.Б. в ОАО «Душанбинские гор. ЭС»**

**ШИРКАТИ САХОМИИ
ХОЛДИНГИ КУШОДАИ
«БАРКИ ТОЧИК»
ЧАМЪИЯТИ САХОМИИ КУШОДАИ
«ШАБАКАХОИ БАРКИ Ш. ДУШАНБЕ»**



**ОТКРЫТАЯ АКЦИОНЕРНАЯ
ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
«БАРКИ ТОЧИК»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ШАБАКАХОИ БАРКИ Ш. ДУШАНБЕ»**

704025 шаҳри Душанбе кучаи Дехлавӣ-4 а. телефон: 221-86-89, суратхисоби №20202972000350101000 БДА «Амонатбонӣ» ҚТ,
МФО 350101626, ИНН 010004735

№ 1/5-3796- аз «02» 11 соли 2020
- 6052

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы, выполненной
Махсумовым Илхомом Бурхоновичем на соискание ученой степени кандидата
технических наук по специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и
системы

Настоящим подтверждаем, что результаты научного исследования Махсумова И.Б.: **«Разработка энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии для труднодоступных районов Республики Таджикистан с использованием устройств термозащиты солнечных модулей»** планируются к внедрению в ОАО «Душанбинские городские электрические сети», г. Душанбе, Республика Таджикистан, в части научных данных по разработке схемы генерации автономной солнечной электростанции с выбором необходимого электрооборудования в программном пакете PVsyst.

Полученные данные предполагается использовать в ОАО «Душанбинские городские электрические сети» для создания солнечной электростанции для обеспечения электроэнергией собственных нужд предприятия с целью экономии электроэнергии в условиях осенне-зимнего периода.

Директор



М.Хурсандзод

Документ об использовании результатов диссертационной работы
Махсумова И.Б. в (ОА) «Системаавтоматика» (который занимается
строительством солнечных станций на территории Республики Таджикистан).

Ҷамъияти Сихомии Кушода
«СИСТЕМАВТОМАТИКА»

СИСТЕМА
ВТОМАТИКА

Open Joint Stock Company
«SYSTEMAVTOMATIKA»

Ҷумҳурии Тоҷикистон, 734024, ш. Душанбе, к. Дустии Халқо 62 Республика Таджикистан, 734024, г. Душанбе, ул. Дружба Народов 62
62, Dostobro Narodov str., 734024, Dushanbe, Republic of Tajikistan
Tel: +992 (44) 600-46-00, Tel-fax: +992 (44) 600-46-01
<http://www.systemavto.tj>, e-mail: info@systemavto.tj

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы Махсумова Илхома Бурхоновича
«Разработка энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии для
труднодоступных районов Республики Таджикистан с использованием устройств
термозащиты солнечных модулей»

Настоящим подтверждаем, что следующие результаты научной работы
Махсумова И.Б. планируется внедрить в ОАО «Системаавтоматика»:

- Методика расчета энергетических характеристик солнечных модулей при их
эксплуатации в условиях повышенной температуры воздуха, характерной для
Республики Таджикистан.

- Структура термозащитной голографической пленки в виде призмаконо-
концентраторов солнечных лучей, обеспечивающей концентрацию солнечных лучей
видимой части спектра на поверхности модулей в 3,0-3,5 раза и соответствующее
повышение генерации электрической энергии.

- Математическая модель в программе MATLAB процесса генерирования
электроэнергии солнечными модулями с использованием разработанной
голографической термозащиты, подтверждающая возможность увеличения выработки
электроэнергии за счет концентрации солнечных лучей и снижения деградации модулей
в результате их перегрева.

- Схема автономной солнечной электростанции с выбором необходимого
электрооборудования для размещения ее в труднодоступных районах Республики
Таджикистан, обеспечивающая надежность электроснабжения потребителей.

Использование указанных научных результатов Открытым Акционерным
Обществом «Системаавтоматика» позволит повысить эффективность и экономическую
рентабельность использования солнечной электростанции с аккумуляторной системой
(Off-Grid) в труднодоступных не электрифицированных местах Республики.

Генеральный директор ОАО «Системаавтоматика»,
Президент Ассоциации возобновляемой энергии
Таджикистана, доктор физ.-мат. наук



У. Малвалиев

Документ об использовании результатов диссертационной работы Махсумова
И.Б. в учебном процессе на кафедре «Электрические станции, сети и системы
электрообеспечения» Южно-Уральский государственный университет



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРООБЕСПЕЧЕНИЯ»

27.08.2020 г.

№ 309-05-03-14-02

г. Челябинск

АКТ

внедрения НИР в учебный процесс

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что результаты научно-исследовательской работы аспиранта кафедры «Электрические станции, сети и системы электрообеспечения» Махсумова Илхома Бурхоновича по теме «Разработка энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии для труднодоступных районов Республики Таджикистан с использованием устройств термозащиты солнечных модулей» используются кафедрой ЭССиСЭ в учебном процессе в дисциплине «Энергетическое использование концентраторов солнечного излучения» на 3 курсе магистерской программы «Комплексное использование возобновляемых источников энергии» по направлению «Электроэнергетика и электротехника» в разделах «Расчет выработки электроэнергии солнечными модулями», «Влияние температуры окружающей среды на работу солнечных модулей» и «Голографические концентраторы солнечной энергии» на очном и заочном факультетах.

ВРИО декана энергетического
факультета, к.т.н., доцент

А.Е.Бычков

Декан заочного факультета,
д.т.н., профессор

С. Б.Сапожников

Зав. кафедрой ЭССиСЭ,
д.т.н., профессор

И.М. Кирпичникова

Аспирант

И.Б. Махсумов