

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

На правах рукописи

ЗАВАРУХИН ВЛАДИМИР АЛЕКСАНДРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ
ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ НА СОЛНЕЧНЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ**

Специальность 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Кирпичникова Ирина Михайловна

Челябинск - 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1 Исследование вектора развития солнечной энергетики.....	12
1.2 Существующие и перспективные технологии производства фотоэлектрических модулей	18
1.3 Устройства и методы диагностики фотоэлектрических модулей	29
Выводы по Главе 1	34
ГЛАВА 2. ДЕГРАДАЦИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ НА СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ.....	36
2.1 Качество фотоэлектрических модулей и факторы, влияющие на их работу	36
2.3 Необратимые виды деградации.....	45
2.3.1 Деградация, вызванная светом.....	45
2.3.2 Дефекты фотоэлементов	47
2.3.3 Дефекты защитных материалов фотоэлектрических модулей	52
2.4 Обратимые виды деградации	55
2.4.1 Деградация, вызванная потенциалом	55
2.4.2 Деградация, вызванная высокой температурой и светом	61
2.4.3 Воздействие внешних факторов	62
Выводы по Главе 2	64
ГЛАВА 3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕГРАДАЦИИ	65
3.1 Основные требования к модели	65
3.3 Физическое моделирование процессов деградации	66
3.3.1 Описание схемы экспериментальной установки	67
3.3.2 Построение испытуемого образца	69
3.2 Математическое моделирование процессов деградации	70
3.2.1 Обзор существующих математических моделей ФЭМ.....	70

3.2.2 Построение математической модели.....	75
3.2.3 Построение модели фотоэлектрического модуля в среде Microsoft Excel	78
3.4 Анализ полученных результатов	79
Выводы по Главе 3	82
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ.....	84
4.1 Концепция алгоритма.....	84
4.2 Объединение методик обработки данных	87
4.2.1 Определение энергетической освещенности.....	87
4.2.2 Поиск зашунтированных участков на вольт-амперной характеристике.....	88
4.2.3 Определение причин возникновения зашунтированных участков	93
4.2.4 Определение состояния фотоэлектрических модулей и причин их деградации.....	93
4.3 Оценка работы алгоритма.....	96
Выводы по Главе 4	101
ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ИЗ-ЗА ДЕГРАДАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ.....	102
5.1 Обоснование разработки методики оценки потерь	102
5.2 Методика оценки потерь фотоэлектрических модулей из-за деградации	104
Выводы по Главе 5	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	110
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	126
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	127
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	128

ПРИЛОЖЕНИЕ 4	129
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	130
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	131
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	132
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	133
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	148

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Согласно отчетам Международного энергетического агентства (IEA) и Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA) за 2023 год, установленная мощность солнечных электростанций (СЭС), составляет 1,41 ТВт. В отчетах этих агентств проведен анализ стратегий развития возобновляемой энергетики более 150 стран, который показывает, что к 2030 году ожидается среднегодовой прирост мощности СЭС 492 – 578 ГВт/год. Эта тенденция напрямую связана со снижением стоимости производства фотоэлектрических модулей на основе кремниевых ячеек.

Фотоэлектрические модули (ФЭМ) производятся по разным технологиям. Как правило, для их применения на СЭС, модули разделяют на 2 группы: с использованием ячеек из поликристаллического кремния и из монокристаллического кремния. Эффективность таких модулей варьируется от 17 до 23 %, что на данный момент является пределом для существующих технологий производства.

Заводами-изготовителями заявляется срок службы ФЭМ от 25 до 30 лет с учетом их ежегодной деградации $\sim 0,5$ %. Кроме ожидаемой деградации при эксплуатации могут возникнуть непредвиденные неисправности, вызванные как некачественными материалами модулей, так и экстремальными условиями окружающей среды. Снижение эффективности ФЭМ влияет на экономические и энергетические потери, связанные с недополученной электроэнергией.

Кроме того, ФЭМ конструктивно представляют собой монолитную конструкцию, что исключает возможность их ремонта в случае возникновения неисправностей. Из-за этого неисправные или деградировавшие модули необходимо правильно утилизировать, что добавляет к экономическим потерям и экологические проблемы.

На сегодняшний день исследования в области деградации модулей позволяют выделить две группы: обратимые и необратимые виды деградации. В отличие от обратимых видов, механизм необратимых видов деградации изучен не

полностью, что оставляет надежду на возможное решение проблемы в будущем. Однако, независимо от вида деградации, скорость обнаружения играет важную роль в поддержании эффективности всей электростанции, так как от этого зависит величина экономических потерь.

Основным показателем неисправностей является изменение энергетических показателей, выраженных в виде вольт-амперной характеристики (ВАХ). Диагностика модулей по ВАХ зачастую проводится вручную, что создает трудности в поиске места неисправности, а также в определении причины деградации. Это снижает периодичность проверок, из-за чего может быть упущен момент проведения восстановительных мероприятий, имеющих низкую стоимость по сравнению с последствиями из-за позднего реагирования. Использование имеющихся связей между изменением формы ВАХ и видом деградации создает возможность определения причины без участия человека.

Данная диссертация посвящена разработке алгоритма оценки состояния фотоэлектрических модулей и определению причины деградации для реализации машинного кода анализа вольт-амперных характеристик. анализа вольт-амперных характеристик. Работа выполнена в соответствии с пунктом 21, б Указа Президента Российской Федерации от 28 февраля 2024 г. № 145 "О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации".

Степень разработанности темы исследования. Общим проблемами развития солнечной энергетики посвящены работы Стребкова Д.С., Безруких П.П., Щеклеина С.Е., Велькина В.И., Тягунова М.Г., Елистратова В.В., Амерханова Р.А., Григораша О.В. и др. Значительный вклад в исследование процессов деградации фотоэлектрических модулей внесли S. Kurtz, S. Pingel, D. Swanson, C. Satterlee. Анализ данных исследований показал, что работы посвящены в основном изучению проблем эксплуатации солнечных модулей и их влиянию на выработку электроэнергии. Своевременное обнаружение и диагностирование состояния фотоэлектрических модулей с использованием современных методов моделирования и анализа вольт-амперных характеристик ФЭМ позволит избежать указанные проблемы и не допустить ранней деградации модулей.

Цель исследования – разработка обобщенного алгоритма анализа вольт-амперных характеристик фотоэлектрических модулей для определения возможных причин деградации, возникающих в процессе их эксплуатации на электрических станциях.

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

1. Провести анализ известных устройств и методик, направленных на определение состояния фотоэлектрических модулей и причин их деградации.
2. Провести анализ дефектов и неисправностей, возникающих при эксплуатации фотоэлектрических модулей и их влияние на энергетические характеристики модулей.
3. Разработать физическую и математическую модели фотоэлектрического модуля для определения причин деградации.
4. Разработать алгоритм определения состояния и возможных причин снижения мощности фотоэлектрических модулей по вольт-амперной характеристике.
5. Провести экспериментальное исследование разработанного алгоритма с использованием машинного кода для обработки данных.
6. Разработать методику расчета энергетических и экономических потерь СЭС, вызванных деградацией фотоэлектрических модулей.

Объект исследования – фотоэлектрические модули солнечных электростанций в условиях эксплуатации.

Предмет исследования – закономерности и факторы, влияющие на снижение энергетических характеристик фотоэлектрических модулей.

Научная новизна:

1. Впервые установлена зависимость между геометрическим представлением ВАХ и возможными причинами деградации ФЭМ.
2. Впервые разработана физическая модель фотоэлектрического модуля с возможностью изменения параметров для имитации влияния деградации на ее энергетические показатели.

3. Разработана математическая модель ФЭМ для исследования влияния изменения параметров на его вольт-амперную характеристику.

4. Впервые разработан алгоритм определения возможных причин снижения мощности ФЭМ по его вольт-амперной характеристике.

5. Предложена методика расчета возможных энергетических потерь СЭС с учетом деградации ФЭМ.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Использование результатов научных исследований предполагается на солнечных электростанциях и предприятиях с автономными фотоэлектрическими станциями и имеющих проблемы со снижением генерации энергии и преждевременной деградацией модулей.

2. Полученные теоретические и экспериментальные зависимости и вольт-амперные характеристики могут быть использованы для дальнейших научных исследований, связанных с диагностикой и предотвращением деградации модулей.

3. Разработанный алгоритм оценки состояния фотоэлектрических модулей может быть основой для машинного обучения при использовании нейронных технологий с возможностью своевременной и надежной оценки состояния модулей.

4. Методика экономической и энергетической оценки позволяет определять потери электрической энергии солнечных модулей от недовыработки, вызванной деградацией, что важно для эксплуатирующих организаций при определении их причин и поддержания эффективной работы модулей в течение всего срока эксплуатации.

Положения, выносимые на защиту:

1. Результаты анализа видов деградации и поиска критериев их определения.

2. Результаты физического и математического моделирования влияния деградации фотоэлектрических модулей на их вольт-амперную характеристику.

3. Алгоритм и программа ЭВМ для определения возможных причин снижения мощности ФЭМ по их ВАХ на основе анализа её формы.

4. Результаты экспериментальных исследований по оценке состояния ФЭМ и определению причин их деградации.

5. Методика определения энергетических и экономических потерь для фотоэлектрических модулей с учетом их деградации.

Достоверность результатов, научных положений, результатов работы и выводов обосновываются корректностью постановки задач, применения математического аппарата, методики и программы экспериментов и подтверждением теоретических положений экспериментальными исследованиями.

Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс на кафедре «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» Южно-Уральского государственного университета (национального исследовательского университета) при подготовке магистров по специальности 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Алгоритм оценки и определения состояния фотоэлектрических модулей принят к внедрению на ООО «Энерготехнологии-Сервис», г. Краснодар (организация занимается энергоаудитом и составлением энергопаспортов предприятий, в том числе для солнечных электростанций, солнечными водонагревательными установками, системами геотермального теплоснабжения).

Апробация результатов работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались, обсуждались и получили одобрение на ежегодных научно-технических конференциях профессорско-преподавательского состава ЮУрГУ (2021-2024г. г.), International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022, международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых «Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере», 2024-2025 г.г, Челябинск, XV Международной научной конференции «ТТС-24» (20–22 ноября 2024 года), Краснодар, XXI международной конференции «Возобновляемая и малая энергетика – 2024. Энергосбережение. Автономные системы энергоснабжения стационарных и подвижных объектов», 6 и 7 ноября 2024 г.

Публикации по теме диссертационной работы. Основное содержание диссертации опубликовано в 12 печатных работах, в том числе 7 статей в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ, из них 1 статья в изданиях, индексируемых в международных базах Scopus, получен 1 патент на полезную модель, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Соответствие научной специальности. Тема диссертационного исследования соответствует следующим пунктам паспорта специальности 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы:

Пункт 1. Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования.

Пункт 2. Математическое моделирование, численные и натурные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии.

Пункт 4. Разработка научных подходов, методов, алгоритмов, технологий конструирования и проектирования, контроля и диагностики, оценки надежности основного и вспомогательного оборудования энергетических систем, станций и энергокомплексов и входящих в них энергетических установок.

Личный вклад автора заключается в постановке целей и задач исследования, сборе и систематизации информации, связанной с деградацией фотоэлектрических модулей, исследовании изменения энергетических характеристик модулей с учетом их деградации, разработке алгоритма определения

возможных причин снижения мощности ФЭМ, проведении экспериментальных исследований.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Исследование вектора развития солнечной энергетики

Нефтяной кризис 1973 года, вызванный снижением объема добычи нефти в политических интересах арабских стран членов ОАПЕК (Организация арабских стран — экспортёров нефти) и последующему росту цен на нефть (Рисунок 1.1), дал значительный толчок для развития возобновляемых источников энергии в странах, зависимых от импорта ископаемого топлива [1, 2, 5]. Такой политический конфликт способствовал созданию политических организаций, регулирующих энергетическую безопасность стран-членов. Первой такой организацией стало Международное энергетическое агентство (International Energy Agency – IEA), которое было образовано в 1974 году после энергетического кризиса в противовес ОПЕК (Организация стран — экспортёров нефти), состоящей преимущественно из арабских стран [4, 5].

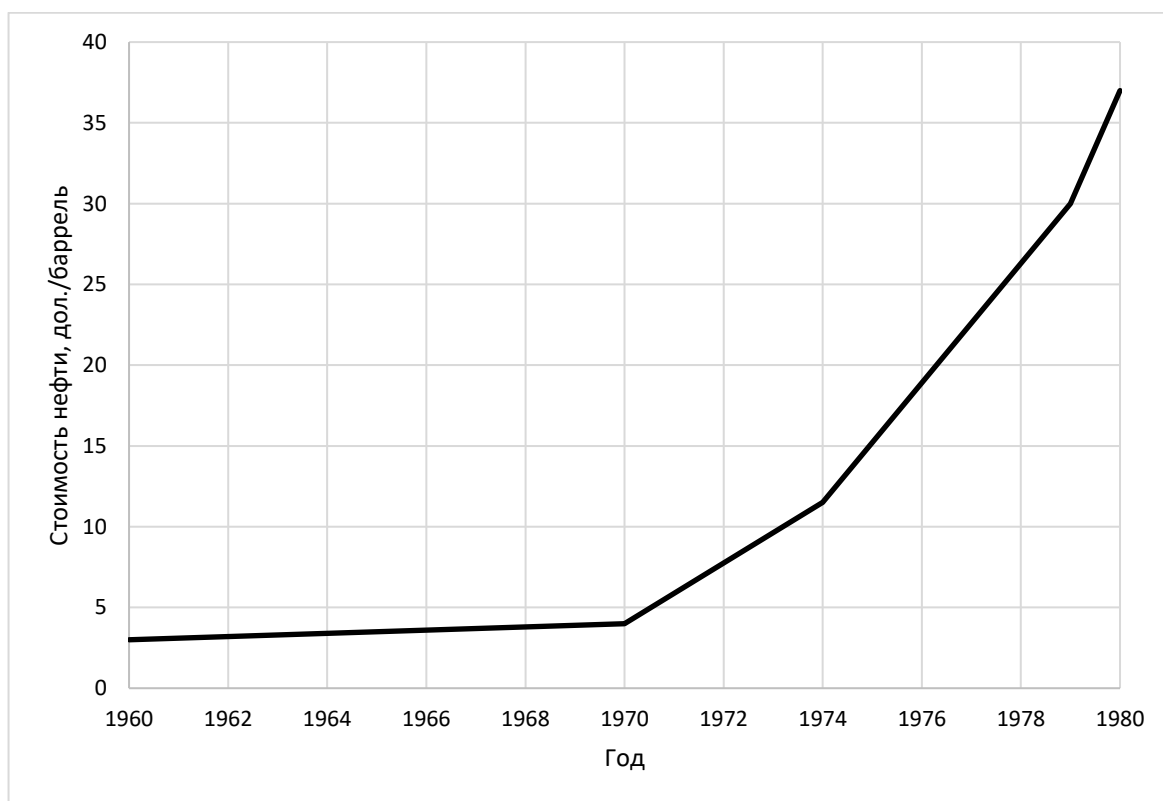


Рисунок 1.1 – Динамика цен на нефть в период с 1960 по 1980 гг. [6, 7, 8]

Для России, которая на момент первого энергетического кризиса была в составе Советского Союза, этот международный конфликт оказал положительный экономический эффект, так как СССР, обладая огромными запасами ископаемого топлива, после энергетического кризиса стал мировым лидером по производству и экспорту нефти (Рисунок 1.2) [9, 10].

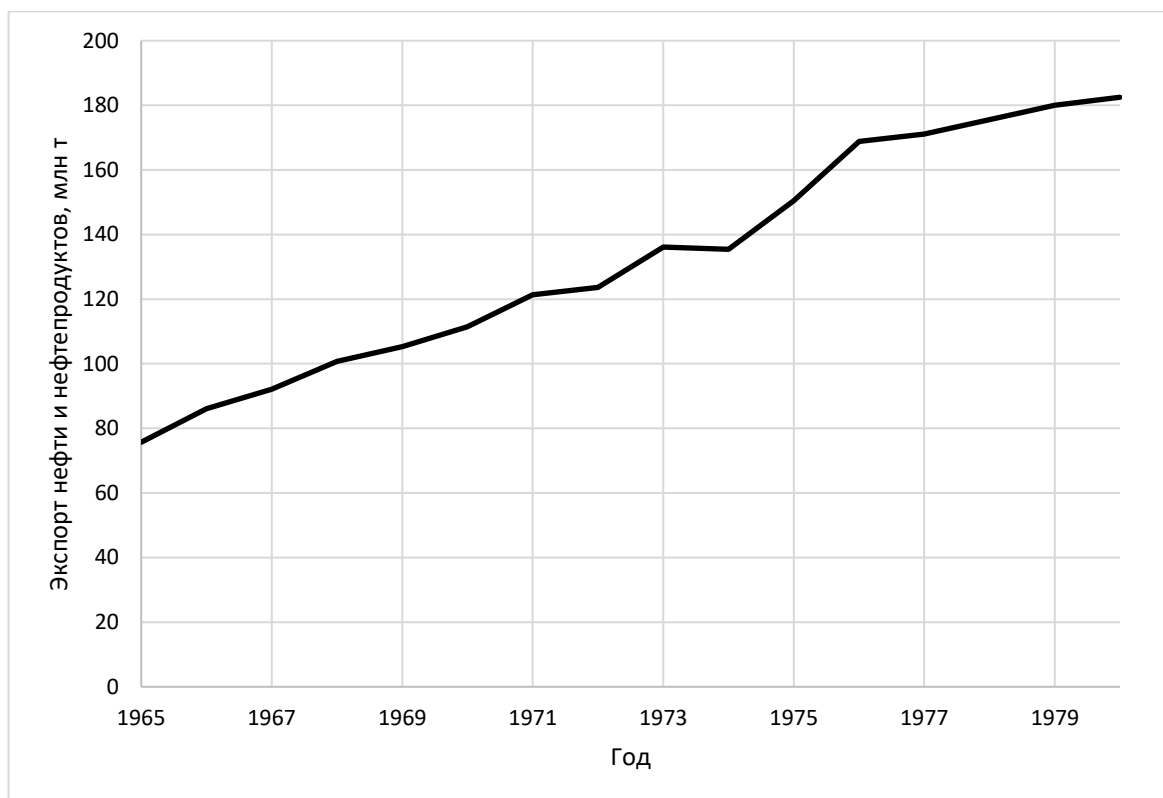


Рисунок 1.2 – Экспорт нефти и нефтепродуктов СССР (в пересчете на нефть) [10]

Необходимость в повышении энергетической безопасности и в снижении зависимости от ископаемого топлива в западных странах на фоне ряда энергетических кризисов [7] способствовала финансированию исследований по применению возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Само по себе использование ВИЭ не было новым. Использование энергии рек и ветра для получения механической энергии и использование энергии солнца для получения тепловой является давно известной технологией, насчитывающей сотни лет. Новые исследования проводились в повышении эффективности существующих технологий [11], а также в поиске новых устройств получения электрической энергии с использованием ВИЭ.

Солнечная энергия была выбрана как одно из перспективных направлений для исследований. Для развития ВИЭ в США было создано Управление по исследованиям и разработкам в области энергетики (Energy Research and Development Administration – ERDA) и президентом был подписан Закон об исследованиях, разработках и демонстрации солнечной энергии. В 1977 году начинает действовать Институт по изучению солнечной энергии (англ. Solar Energy Research Institute) в рамках изданного закона [12].

Активное финансирование данного направления позволило провести большое количество исследований, что позволило не только усовершенствовать существующие технологии преобразования энергии солнца в электрическую, но и также популяризовать преобразователи на основе фотоэлектрических ячеек, которые применялись, в основном, для электроснабжения космических аппаратов.

Развитие ВИЭ в России не имеет темпа роста, схожего с другими развитыми странами по причине энергонезависимости России, обусловленной наличием большого количества ископаемого топлива. Однако за последние 20 лет был сделан большой скачок в производстве установок для преобразования ВИЭ, а также в строительстве энергокомплексов.

Знаковым событием в мире является создание глобальной организации, посвящённой исключительно возобновляемой энергетике, идея которой зародилась в 1981 году на Конференции ООН в Найроби, но реализовалась лишь десятилетия спустя. Ключевой импульс дала Германия, выступившая в начале 2000-х годов с инициативой создания специализированного агентства при поддержке Испании и Дании. Это стало ответом на растущее осознание мировыми правительствами тройного кризиса: изменений климата, энергетической безопасности и зависимости от ископаемого топлива [13].

Исторический момент наступил 26 января 2009 года в Бонне, где представители 75 стран подписали Устав IRENA. Германия, как инициатор, подчеркнула миссию агентства: «Закрывать брешь между гигантским потенциалом ВИЭ и их ограниченным использованием». Последующие два года ушли на формирование структуры. Штаб-квартиру разместили в Абу-Даби (ОАЭ) –

символическое решение для нефтезависимой страны, демонстрирующее универсальность энергоперехода. Дополнительные офисы открылись в Бонне и Вене [14].

8 июля 2010 года, после ратификации Устава 25-й страной, IRENA официально начала работу. С самого начала агентство фокусировалось не только на технологиях, но и на создании глобальной экосистемы сотрудничества. Оно стало платформой для обмена знаниями между развитыми и развивающимися странами, предлагая аналитику, финансовые механизмы и политические рекомендации. Признание IRENA наблюдателем при ООН укрепило её роль в реализации Парижского соглашения [13, 14].

Сегодня создание IRENA рассматривается как поворотный момент в истории энергетики. Агентство институционализировало глобальный переход к ВИЭ, доказав, что даже амбициозные идеи становятся реальностью, когда государства объединяются перед лицом общих вызовов.

На уровне Президента РФ и правительства принимаются Федеральные законы и другие законодательные акты о развитии малой генерации и использовании чистой энергии [15, 16, 17]. Реализация этих законов будет способствовать развитию малой генерации страны, повышению энергетической эффективности и решению вопросов энергетической и экологической безопасности.

Сейчас в России завод «Хевел» производит фотоэлектрические модули и преобразователи с производительностью 350 МВт в год. Правда, пока это не большие масштабы по сравнению с производством в Китае. На заводе «Энкор» по производству кремниевых пластин в г. Черняховске планируемая мощность составит уже 1,3 МВт.

Тенденция снижения стоимости наблюдается на протяжении последних лет и по прогнозам, стабилизация в ближайшее время не наступит. Это обстоятельство способствует все более активному применению фотоэлектрических модулей для получения электроэнергии.

Растущая проблема утилизации солнечных модулей становится серьезным вызовом для устойчивости возобновляемой энергетики. Срок службы типичной фотоэлектрической панели составляет 25–30 лет, а глобальный бум солнечной энергетики в начале 2000-х означает, что в ближайшие десятилетия мир столкнется с лавинообразным ростом объема отслуживших модулей. По оценкам, к 2050 году совокупная масса солнечных отходов может достичь 78 миллионов тонн [18]. Основная сложность переработки заключается в самой конструкции модулей. Они представляют собой сложные композиты: стекло, полимеры (чаще всего EVA), алюминиевая рама, медь, кремниевые элементы или тонкие пленки (включая потенциально токсичные кадмий или свинец), которые прочно склеены между собой. Разделение этих компонентов для эффективной и экологически безопасной переработки технологически сложно и энергозатратно. Существующие механические и химические методы часто не позволяют извлечь все ценные материалы (серебро, кремний, медь) с высокой чистотой и в полном объеме, а утилизация опасных компонентов требует особых условий. Экономическая рентабельность переработки остается низкой из-за высоких затрат на процессы и логистику, особенно на фоне относительно низкой стоимости некоторых первичных материалов. Отсутствие унифицированных глобальных нормативов и инфраструктуры сбора усугубляет ситуацию, приводя к риску захоронения модулей на свалках с выбросом токсинов в почву и воду. Без прорывных технологий утилизации и развитой системы циклической экономики экологические преимущества солнечной энергии могут быть сведены на нет этой накапливающейся проблемой [19, 20].

Солнечная энергетика продолжает лидировать в росте мощностей, увеличившись на 346 ГВт (+ 32,2%). На солнечную фотоэлектрическую энергию приходится почти весь прирост солнечной энергии в 2023 году: который составил 345,5 ГВт, а прирост концентрированной солнечной энергии – 0,3 ГВт. Прирост в Азии в 2023 году составил 237,7 ГВт (по сравнению с + 110,7 ГВт в 2022 году). 91,2% прироста пришлось на Китай (+ 216,9 ГВт) и Индию (+ 9,7 ГВт). Япония также прибавила 4,0 ГВт, что несколько меньше, чем в 2022 году. За пределами

Азии в 2023 году США добавили 24,8 ГВт солнечных мощностей, Германия и Бразилия – 14,3 ГВт и 11,9 ГВт соответственно [23].

Первое место среди стран по строительству солнечных электростанций принадлежит Китаю. На конец 2023 года установленная мощность всех солнечных электростанций на территории КНР составляла 390 ГВт [24]. В общий показатель роста ввода солнечных электростанций Китай добавил 216,9 ГВт. На сегодняшний день КНР является лидером не только в производстве электроэнергии фотоэлектрическими установками, но и в производстве фотоэлектрических модулей.

Согласно отчетам Международного энергетического агентства и Международного агентства по возобновляемой энергетике за 2023 год, установленная мощность солнечных электростанций (СЭС), составляет 1,41 ТВт. В отчетах этих агентств проведен анализ стратегий развития возобновляемой энергетики более 150 стран, который показывает, что к 2030 году ожидается среднегодовой прирост мощности СЭС 492–578 ГВт/год. Эта тенденция напрямую связана со снижением стоимости производства фотоэлектрических модулей на основе кремниевых ячеек (Рисунок 1.3) [21, 22, 23].

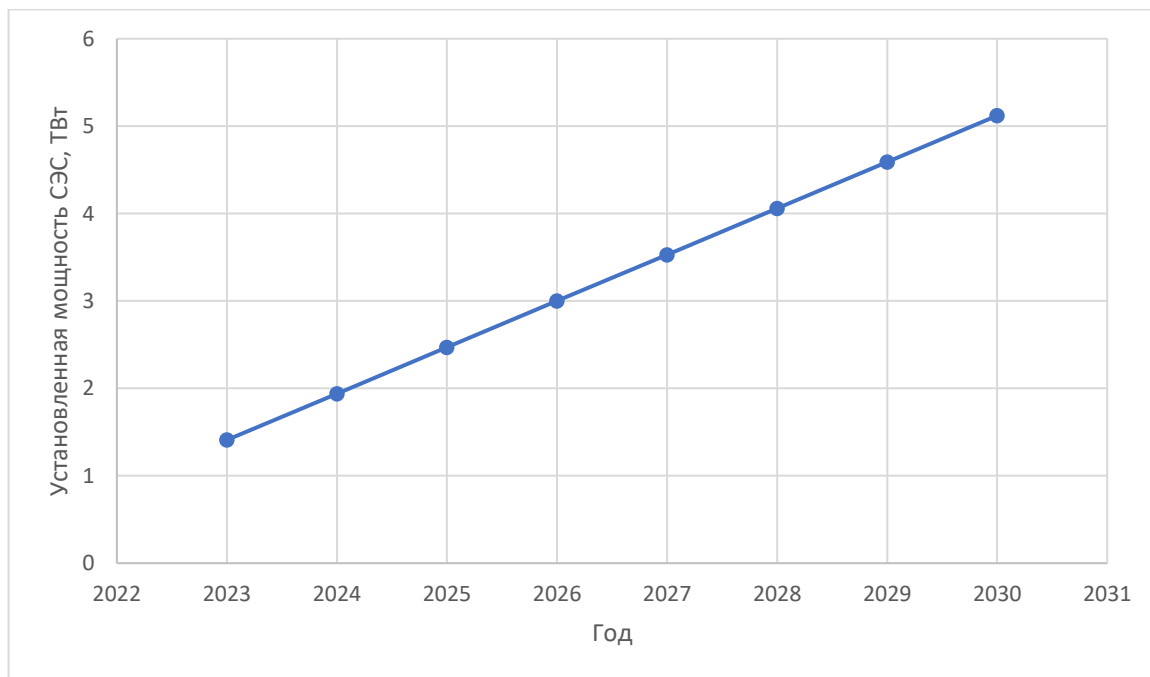


Рисунок 1.3 – Прогнозируемый рост установленной мощности СЭС к 2030 году [21, 22, 23]

1.2 Существующие и перспективные технологии производства фотоэлектрических модулей

Независимо от выбранных материалов, конструкция фотоэлектрических модулей представляет «сэндвич» (Рисунок 1.4). Такая конструкция вызвана необходимостью защиты фотоэлементов от внешней среды и механических воздействий.

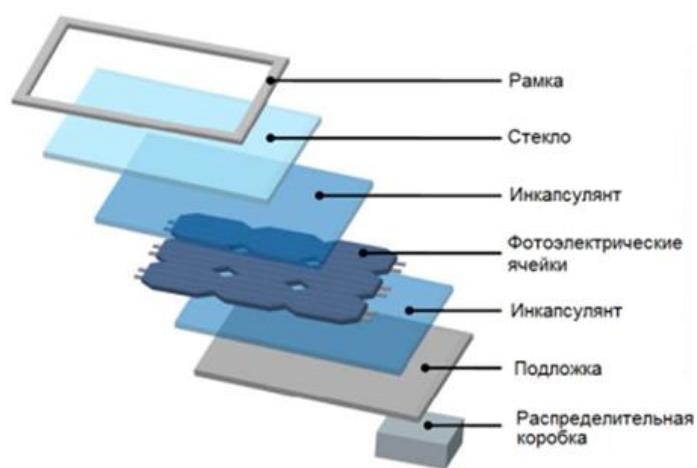


Рисунок 1.4 – Строение фотоэлектрического модуля [25]

Из-за того, что главными составляющими в конструкции ФЭМ являются фотоэлементы, изготовленные из кремния, то классификация происходит по технологии их производства. Существует 3 основных технологии производства фотоэлементов, используемых в коммерческих ФЭМ:

- Монокристаллический кремний;
- Поликристаллический кремний;
- Аморфный кремний.

ФЭМ на основе аморфного кремния рассматриваться в данной работе не будут, так как их не применяют на промышленных СЭС из-за того, что они имеют низкую эффективность и высокую скорость деградации в сравнении с остальными фотоэлементами.

Фотоэлементы на основе поликристаллического кремния (Рисунок 1.5) представляют собой прямоугольные элементы, выполненные по технологии

производства поликристаллов, которая включает расплавление кремния и его последующую кристаллизацию с ориентацией кристаллов в фиксированном направлении. Данный процесс, известный как реактивно-ионное травление, обеспечивает относительное увеличение поглощения примерно на 40%. Это позволяет получать прямоугольные слитки поликристаллического кремния, которые нарезаются на блоки и далее – на тонкие пластины.

Однако финальный этап можно исключить путем выращивания тонких лент поликристаллического кремния. Данная производственная технология была разработана компанией Evergreen Solar [26].

Поликристаллический элемент является подходящим материалом для снижения стоимости разработки солнечных элементов, однако его эффективность ниже по сравнению с монокристаллическими элементами и другими перспективными материалами. Более того, поликристаллические элементы имеют меньше дефектов, связанных с металлическими загрязнениями и кристаллической структурой, в сравнении с монокристаллическими [27].



Рисунок 1.5 – Поликристаллический фотоэлемент

Фотоэлементы на основе поликристаллического кремния производят по технологии TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), которая представляет собой следующий логический шаг в эволюции тыльного контакта (Рисунок 1.6). Вместо локальных контактов через пассивирующий слой, TOPCon использует ультратонкий (1-2 нм) туннельный оксид кремния (SiO_2), покрытый высоколегированным слоем поликристаллического кремния (n^+ или p^+ poly-Si).

Эта структура формирует превосходно пассивированный, низкоомный контакт по всей тыльной поверхности элемента. Туннельный оксид предотвращает рекомбинацию на границе раздела, а поликремний обеспечивает эффективное извлечение носителей. TOPCon позволяет достигать КПД элементов, превышающих 25 % в массовом производстве, и КПД модулей более 23 %. Важным преимуществом является значительное улучшение бифациальности (способности генерировать ток с тыльной стороны) и лучший температурный коэффициент по сравнению с PERC. Хотя переход на TOPCon требует более сложных и дорогих этапов вакуумного напыления и высокотемпературного отжига по сравнению с PERC, его потенциал по эффективности и совместимость с PERC-инфраструктурой делают его основной технологией ближайшего будущего [28].

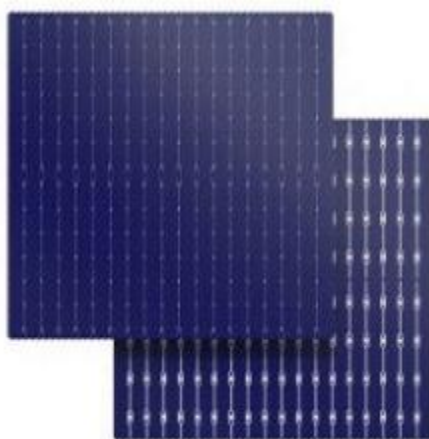


Рисунок 1.6 – Поликристаллический TOPCon фотоэлемент

Кристаллический кремний (с-Si) сохраняет абсолютное доминирование на рынке ФЭ модулей, обеспечивая более 95% мирового производства. Эта устойчивость обусловлена зрелостью технологии, обширной промышленной инфраструктурой, высокой надежностью и постоянно растущей эффективностью.

Технология PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) стала промышленным стандартом последнего десятилетия для монокристаллических элементов, вытеснив традиционные Al-BSF (алюминиевая задняя поверхностная полевая структура) элементы (Рисунок 1.7).

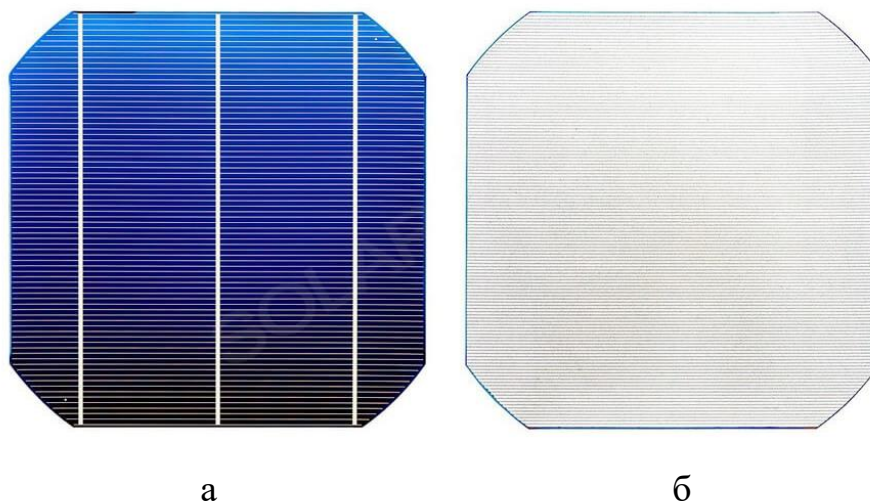


Рисунок 1.7 – Монокристаллический PERC фотоэлемент:
а – лицевая сторона; б – тыльная сторона

Ключевое усовершенствование PERC заключается во введении диэлектрического пассивирующего слоя (обычно на основе SiN_x , AlO_x или их комбинации) на тыльной стороне кремниевой пластины (Рисунок 1.8). Этот слой кардинально снижает скорость поверхностной рекомбинации неосновных носителей заряда в области тыльного контакта. Дополнительно, локализованные лазером или фотолитографией тыльные контакты минимизируют область металлизации, еще больше снижая рекомбинационные потери. Результатом стало повышение КПД элементов на 1-1,5 % абсолютных по сравнению с Al-BSF, достижение КПД коммерческих модулей на уровне 21-23 % и улучшение температурного коэффициента. Технология PERC продемонстрировала высокую совместимость с существующими производственными линиями, что обеспечило относительно плавный технологический переход и снижение затрат на модернизацию [29].

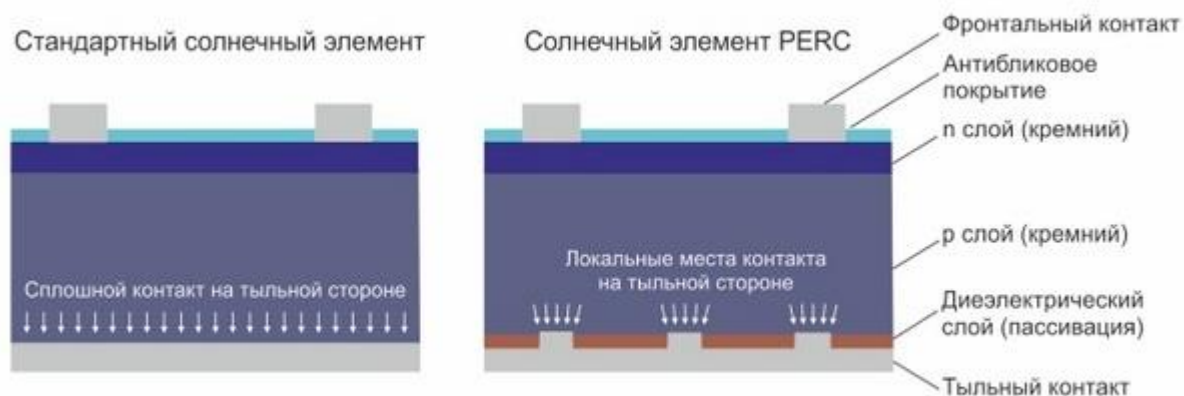


Рисунок 1.8 – Строение стандартного и PERC фотоэлементов

Гетеропереходные технологии (HJT / SHJ) основаны на создании тонких слоев аморфного кремния (a-Si:H) с разным типом проводимости (p-типа и n-типа) на обеих сторонах пластины монокристаллического кремния (c-Si). Образующиеся на границе раздела a-Si:H/c-Si гетеропереходы обеспечивают исключительно эффективную пассивацию поверхности кристаллического кремния, приводя к очень низким рекомбинационным потерям. Симметричная структура HJT-элемента (часто без металлизации на лицевой стороне, использующая прозрачные проводящие оксиды TCO для латерального переноса тока) обеспечивает высокую бифациальность (> 90 %). HJT модули демонстрируют одни из самых высоких КПД в промышленности (23-25 % для модулей), чрезвычайно низкий температурный коэффициент и практически отсутствие светоиндуцированной деградации (LID) благодаря использованию n-типа c-Si пластин. Однако производство HJT требует совершенно иной, более капиталоемкой инфраструктуры, включающей оборудование для плазмохимического осаждения (PECVD) a-Si:H и напыления TCO, а также низкотемпературные процессы пайки, что пока сдерживает его широкое распространение, несмотря на выдающиеся параметры. В России производителем ячеек с гетеропереходом является группа компаний «Хевел», г. Новочебоксарск [30].

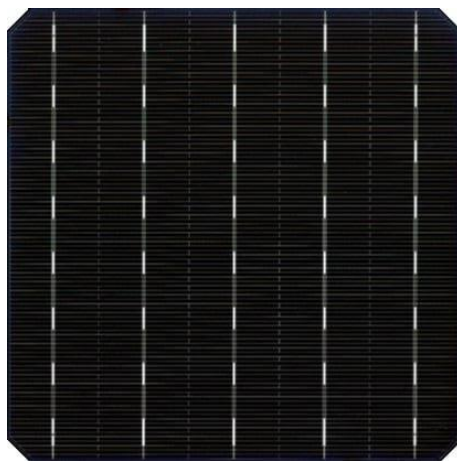


Рисунок 1.9 – Монокристаллический HJT фотоэлемент

Технология IBC (Interdigitated Back Contact) доводит концепцию полного переноса контактов на тыльную сторону до совершенства (Рисунок 1.10). В элементах IBC и эмиттер, и базовые контакты в виде чередующихся пальцев расположены исключительно на тыльной поверхности. Это полностью устраняет затенение лицевой стороны металлизацией, максимизируя поглощение света. Тщательно спроектированная диффузия и пассивация позволяют достигать рекордных для массового производства КПД элементов (26 % и выше). Однако технология IBC отличается исключительной сложностью производства, требующей прецизионной фотолитографии и множества выравнивающих шагов, что приводит к высокой стоимости. Ее применение в основном ограничено премиальным сегментом рынка и специализированными применениями, где важна максимальная удельная мощность [31].

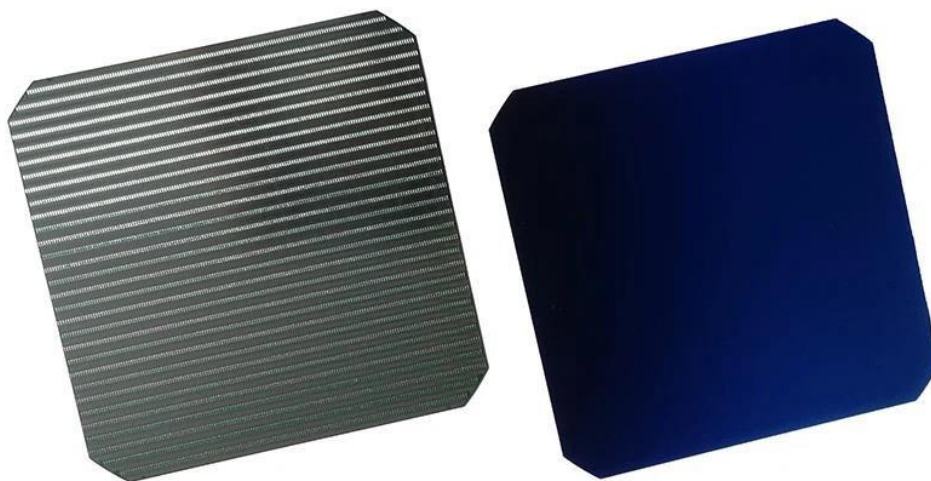


Рисунок 1.10 – Монокристаллический IBC фотоэлемент

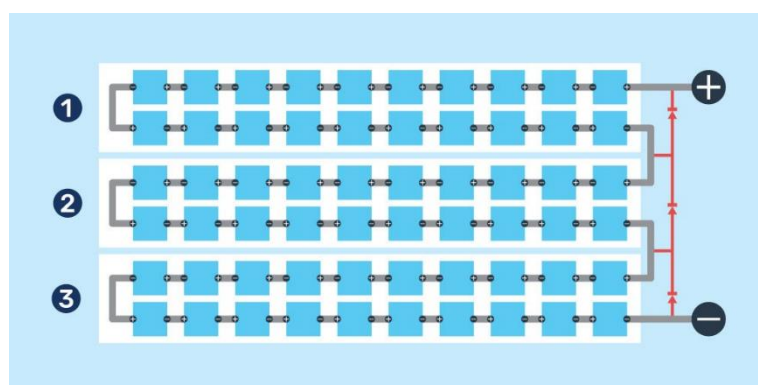
Конструктивно ФЭМ для коммерческого использования разделяют на два вида:

- Последовательное соединение фотоэлементов (Рисунок 1.11, а);
- Последовательно-параллельное соединение фотоэлементов (Рисунок 1.11, б).

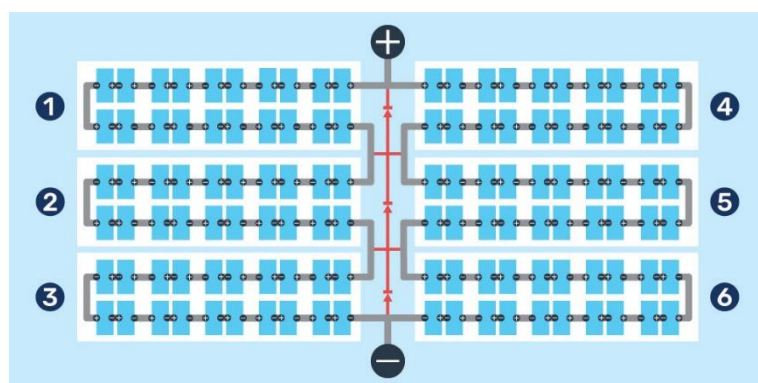
Последовательное соединение фотоэлементов в ФЭМ является стандартной схемой соединений. Модули имеющие в составе 60 ячеек и более имеют в конструкции по 3 шунтирующих диода для защиты от «горячих точек». При таком соединении, в случае шунтирования одного или нескольких участков, мощность снижается пропорционально количеству зашунтированных элементов.

В отличии от последовательного соединения, последовательно-параллельное конструктивно разделено на 6 шунтируемых участков (3 последовательные участка по 2 параллельные группы в каждом). Такая схема соединения является новой, в сравнении со стандартной последовательной схемой, и характерна для половинчатых или полуразрезных ячеек (half-cut cell) [32, 33]. Такие ячейки представляют из себя прямоугольные кремниевые солнечные элементы, площадь которых составляет примерно половину площади традиционного квадратного солнечного элемента, которые соединены вместе, образуя солнечный модуль. Преимущество полуразрезанных солнечных элементов заключается в том, что они демонстрируют меньшие потери энергии из-за сопротивления и тепла, что позволяет производителям повысить общую эффективность солнечной панели.

Полуразрезанные элементы также позволяют соединить солнечную панель проводами в две отдельные половины, позволяя одной половине поддерживать полную производительность, даже если другая половина затенена. Эта конструкция была впервые представлена компанией REC Solar в 2014 году и с тех пор стала стандартом отрасли для большинства крупных производителей [What is half-cut solar cell technology].



а



б

Рисунок 1.11 – Виды соединений фотоэлементов в фотоэлектрических модулях [32]:

а – последовательное соединение фотоэлементов;

б – последовательно-параллельное соединение половинчатых (half-cut cell) ячеек

Кроме схемы соединений фотоэлектрические модули разделяют на одно- и двухсторонние (Рисунок 1.12) по принципу поглощения солнечного излучения. В отличие от односторонних, двухсторонние поглощают альбедо (отраженный от поверхности свет) задней стороной ячеек. Такие ФЭМ обладают большей мощностью (при наличии отраженного света) до 30 %, чем односторонние ФЭМ. Такие модули требуют высокого крепления (≥ 1 м от земли) для доступа света к тыльной стороне. Оптимальный угол наклона $\geq 30^\circ$ (для максимизации отражения). Недостатком таких модулей является чувствительность к загрязнению нижней поверхности [34].

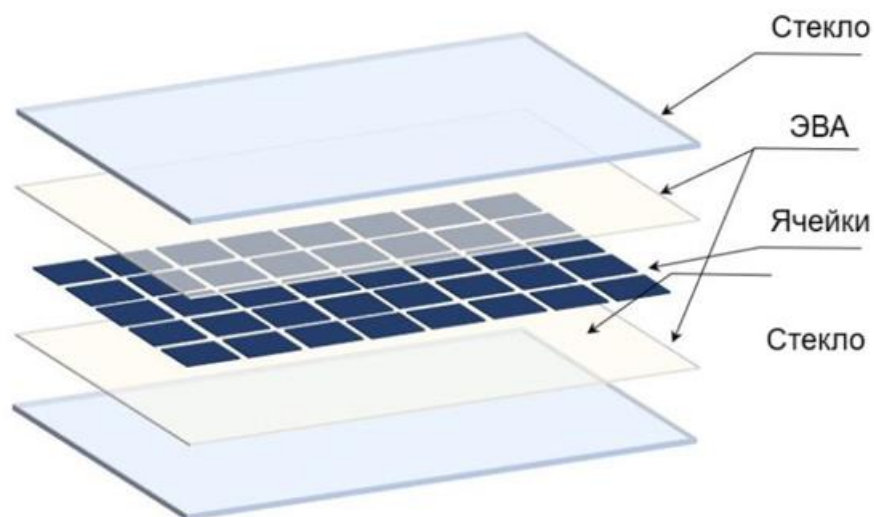


Рисунок 1.12 – Строение двухстороннего фотоэлектрического модуля

Помимо кремния для производства фотоэлементов также рассматриваются другие полупроводниковые материалы. Такая технология называется тонкопленочной (thin-film), к которой также относится аморфный кремний.

Тонкопленочные ФЭ технологии, несмотря на меньшую долю рынка по сравнению с c-Si, предлагают уникальные преимущества: потенциально более низкую стоимость производства за счет меньшего расхода материалов и энергии, возможность изготовления на гибких подложках, лучшие характеристики при слабой освещенности и высокой температуре, а также возможность создания полупрозрачных и эстетически интегрируемых модулей. К таким относят a-Si (аморфный кремний), CdTe (теллурид кадмия) и CIGS (диселенид галлия-индия-меди) являются тремя наиболее коммерциализированными типами тонкопленочных солнечных элементов. Общее для этих трех материалов – их прямая запрещенная зона, позволяющая использовать очень тонкий слой материала [35]. Они также обладают очень низким температурным коэффициентом; в отличие от них, данные технологии не теряют производительности при низкой интенсивности света. Кроме того, все три технологии могут использоваться в интегрированных в здания фотоэлектрических системах (Building Integrated Photovoltaics, BIPV). Аморфные кремниевые

элементы в основном применяются в потребительской электронике (калькуляторы, часы и т.д.).

Коэффициент поглощения тонкопленочных материалов значительно ниже, чем у их кристаллических аналогов. По сравнению с CdTe и CIGS, a-Si требует не только меньшего количества кремния, но и менее токсичен. Использование кадмия в CdTe вредно как для производителя, так и для потребителя, что несколько ограничивает его коммерческое применение. Исторически α -Si дольше всего присутствует на коммерческом рынке, начиная с конца 1980-х годов в качестве надежного источника питания для часов, будильников и калькуляторов. Однако CIGS и CdTe – относительно новые технологии, более перспективные с точки зрения энергетической эффективности преобразования, чем a-Si. Несмотря на это преимущество, эффективность и надежность технологий CIGS и CdTe по-прежнему отстают от кристаллических кремниевых солнечных элементов.

Теллурид кадмия (CdTe) является наиболее коммерчески успешной тонкопленочной технологией после c-Si. Производство основано на последовательном осаждении тонких слоев (прозрачная проводящая оксидная пленка TCO, окно n-CdS, поглощающий слой p-CdTe, задний контакт) на стеклянную подложку в процессе вакуумного напыления. Ключевые этапы включают активацию слоя CdTe хлоридом кадмия (CdCl_2) и формирование омического тыльного контакта. Современные коммерческие CdTe модули достигают КПД 19-22 %. Сильными сторонами CdTe являются быстрая окупаемость энергозатрат (EPBT), хорошая производительность в жарком климате и стабильность. Основные вызовы связаны с токсичностью кадмия (хотя он стабильно инкапсулирован в модуле), относительным дефицитом теллура и необходимостью сложных процессов утилизации [36].

Модули на основе меди-индия-галлия-диселенида (CIGS) обладают высоким теоретическим КПД ($> 30 \%$) и спектральной чувствительностью, близкой к c-Si. Технология включает осаждение сложной многоэлементной и многослойной структуры на подложку (стекло, гибкая сталь или полиимид). Процессы осаждения (спаттеринг, испарение, электрохимическое осаждение) требуют точного контроля

стехиометрии и морфологии слоев для формирования качественного поглощающего слоя. КПД коммерческих модулей CIGS находится в диапазоне 15-19 %. Главное преимущество CIGS – возможность создания легких, гибких и даже рулонных модулей, открывающее уникальные возможности для интеграции в строительство (BIPV), транспорт и портативные устройства. Однако технология страдает от сложности масштабирования, проблем с однородностью больших площадей, зависимости от дорогих и дефицитных элементов (In, Ga) и чувствительности к влаге на этапе производства [35].

Перспективным материалом в развитии солнечной энергетики являются перовскиты. Всего за 15 лет их эффективность выросла с 3% до рекордных 33% в лабораторных тандемных элементах, бросив вызов теоретическим пределам кремниевых технологий [37]. Перовскиты – не просто минерал титанат кальция, открытый в Уральских горах в 1839 году, а целый класс соединений с кристаллической структурой ABX_3 . Их уникальность – в способности поглощать свет в 100 раз эффективнее кремния: слой толщиной в 1 микрон заменяет 180-микронную кремниевую пластину [38].

Главное достоинство перовскитов – технологичность производства. Их можно наносить как чернила методом струйной печати на стекло, пластик или даже ткань, создавая гибкие, полупрозрачные модули. Компания Oxford PV, разрабатывает «спрей», превращающий любую поверхность в солнечную панель [38]. Это сокращает стоимость энергии в 5-7 раз по сравнению с кремнием: если кремниевые модули стоят ~70 центов за ватт, перовскитные могут снизить цену до 10-15 центов [38]. Кроме того, их спектр поглощения регулируется химическим составом. Замена свинца на олово или марганец позволяет адаптировать материал для космоса, где перовскиты устойчивы к радиации и эффективно работают при слабом освещении [39].

Долгое время коммерциализацию тормозила низкая долговечность модулей. Первые образцы деградировали за несколько месяцев под воздействием влаги, кислорода и ультрафиолета. Прорыв произошел с развитием инкапсуляции – технологии герметизации ячеек в стеклополиизобутиленовые капсулы. В 2025 году

такие модули выдержали 2000 часов работы при 85 °С, сохранив 86 % эффективности [40]. Другой подход – химическая модификация. Японские ученые добавили в перовскитный слой этилендиаминтетрауксусную кислоту (ЭДТАК), блокирующую миграцию ионов. Это увеличило срок службы до 5 лет [40].

Связь перовскита и кремния стала двигателем прогресса. В июне 2025 года китайская Trina Solar представила модуль мощностью 841 Вт с КПД 27,1 %, а LONGi побил мировой рекорд, достигнув 33 % эффективности на крупноформатной ячейке [37]. Такие панели генерируют на 20 % больше энергии с той же площади, сокращая затраты на землю и монтаж [41]. Однако производство остается сложным: для перовскитно-кремниевых тандемов требуется низкотемпературная сборка, чтобы не повредить органические слои. Решение нашла Oxford PV, применив лазерную абляцию для точного нанесения контактов [41].

Несмотря на потенциал, перовскиты сталкиваются с критикой. 70 % высокоэффективных составов содержат свинец, токсичный при утилизации. Хотя инкапсуляция снижает риски, поиск альтернатив продолжается. Успешны эксперименты с оловом (КПД 6 %) и висмутом [42]. Другая проблема – зависимость от редких элементов. Прозрачные электроды из оксида индия-олова (ИТО) требуют дорогого индия, но уже тестируются заменители на основе графена или серебряных нанопроволок [39].

1.3 Устройства и методы диагностики фотоэлектрических модулей

Как и любое другое промышленное направление, эксплуатация солнечных электростанций стремится к автоматизации процессов мониторинга генерации электрической энергии и состояния оборудования. Если для определения параметров окружающей среды (температуры окружающего воздуха и энергетической освещенности) используются соответствующие устройства: для измерения энергии прямого солнечного излучения – пиргелиометр (Рисунок 1.13, а); для измерения энергии глобального солнечного излучения – пиранометр

(Рисунок 1.13, б); для альбеда (отраженного от поверхности солнечного излучения) – альбедометр (Рисунок 1.13, в); для температуры окружающего воздуха – термометр.



Рисунок 1.13 – Устройства измерения энергии солнечного излучения:
а – пиргелиометр; б – пиранометр; в – альбедометр

Известны методики определения ожидаемой выработки СЭС, основанные на математическом моделировании [43], при известных параметрах окружающей среды, но в случаях несоответствия ожидаемой и фактической выработки необходимо определить причину. В таком случае используют энергетические параметры ФЭМ или визуальный осмотр. Для визуального осмотра применяют, как стандартный осмотр ФЭМ на наличие видимых дефектов, так и специальные камеры (термальную и инфракрасную), которые позволяют увидеть дефекты, которые не увидеть глазом человека (Рисунок 1.14).

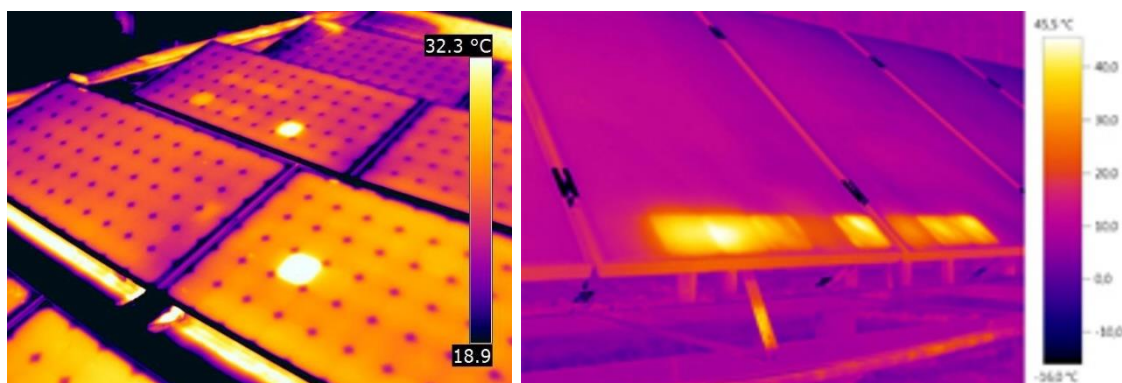


Рисунок 1.14 – Термографические снимки дефектов ФЭМ

Так как площади промышленных СЭС измеряются в гектарах, то для обхода персонала потребуется значительное количество времени. Для оптимизации процессов обследований все чаще применяют беспилотные летательные аппараты (БПЛА) [44]. Установленные камеры позволяют провести обследование в необходимом спектре за короткий промежуток времени (Рисунок 1.15).

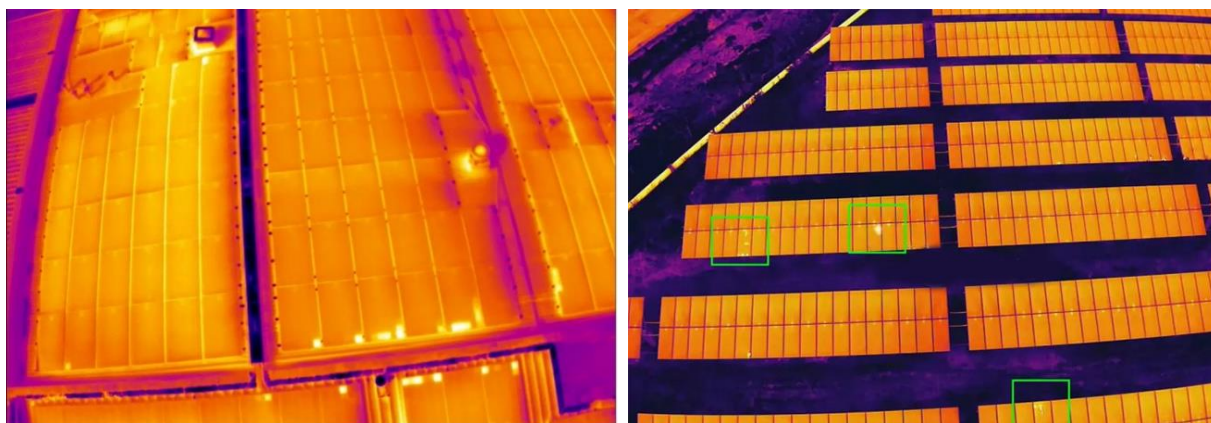
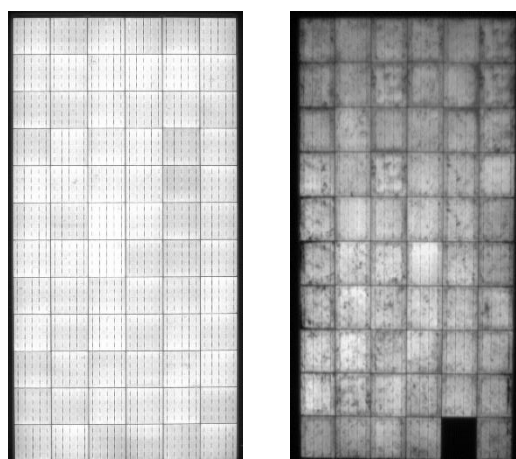


Рисунок 1.15 – Осмотр ФЭМ при помощи термальной камеры, установленной на БПЛА

Другой способ визуального контроля – применение явления электролюминесценции полупроводников. Это оптоэлектронное явление прямого преобразования электрической энергии в излучение (флуоресценцию или фосфоресценцию) при прохождении электрического тока или воздействии сильного электрического поля, являющееся результатом радиационной рекомбинации электронов и дырок в полупроводнике. Данное излучение является слабым и для его обнаружения требуется камера, способная снимать в инфракрасном спектре (Рисунок 1.16).



а

б

Рисунок 1.16 – Электролюминесцентные снимки ФЭМ:

а – исправный модуль; б – наличие дефектов ячеек

Изначально электролюминесценция применялась в лабораторных условиях, так как в дневное время солнечный свет искажал полученные снимки, и для диагностики модулей в полевых условиях требовался демонтаж модулей, что могло привести с дополнительными повреждениями при демонтаже, транспортировке или обратном монтаже ФЭМ. Позднее стали проводить инспекцию модулей в ночное время без демонтажа, однако такой подход оставался нишевым из-за высокой стоимости (ночные работы экипажей и электриков) и проблем безопасности [45].

Два технологических усовершенствования сделали дневную электролюминесцентную съемку практичной и экономичной:

InGaAs-детектор (арсенид галлия-индия): заменили кремниевые датчики, плохо поглощающие ближнее ИК-излучение. InGaAs, будучи материалом с прямой запрещённой зоной, сокращает время экспозиции для получения качественных изображений.

Система синхронного детектирования (lock-in system): фильтрует солнечное ИК-излучение. Электронный блок, подключённый к цепочке модулей, подаёт импульсный ток, вызывая колебания ЭЛ-свечения. ПО выделяет только излучение модуля, вычитая фоновый свет [45].

Для определения возможных причин снижения мощности также используют анализ вольт-амперных характеристик (ВАХ) модулей, так как ВАХ является основной энергетической характеристикой. Для снятия вольт-амперных характеристик используют как ручные устройства, так и интегрированные в инверторы модули.

При ручном снятии вольт-амперных характеристик персонал должен соблюдать технику безопасности и иметь группу по электробезопасности не ниже 3

до и выше 1000 В, так как соединение ФЭМ в последовательные цепи допускается до 1500 В на холостом ходу [47].

Для получения вольт-амперных характеристик единичных модулей или массивов ФЭМ (до 600 В, до 1000 В и до 1500 В) выпускается различные устройства:

1. Fluke Corporation, устройство «Solmetric PV Analyzer PVA-1500» для цепей до 1500 В;
2. HT Italia S.r.l., измерители кривых ВАХ серии «I-V», которые также работают в системах до 1500 В;
3. Meco Instruments Pvt. Ltd., устройства «Solar Module Analyzer» для единичных ФЭМ напряжением до 60 В и «Solar System Analyzer» 9018BT для цепей ФЭМ напряжением до 1000 В;
4. Seaward Electronic Ltd, устройство «PV200» для цепей до 1000 В.

Данное оборудование позволяет пользователю получить вольт-амперные характеристики для дальнейшего обследования. В автоматическом режиме данные устройства способны выполнить коррекцию графика к СУИ по методике [46], так как снятие ВАХ происходит при произвольных погодных условиях. Сравнение точки максимальной мощности при коррекции с паспортным значением сообщит о возможном наличии проблем в цепи, определение причин которых происходит вручную. Анализ снятых графиков производится вручную по методикам [48], изложенным в инструкциях к данным приборам, что замедляет проведение работ на крупных СЭС.

Так как анализ ВАХ является первичным способом определения проблем в цепи, то для их локализации используют визуальный осмотр ФЭМ и термальную камеру или явление электролюминесценции.

Huawei Technologies Co., Ltd, являясь крупным игроком на рынке возобновляемой энергетики, производит инверторы, способные снимать вольт-амперные характеристики подключенных массивов ФЭМ. Кроме получения ВАХ, компания также производит устройства для передачи данных на сервер для проведения анализа. Система интеллектуальной I-V диагностики Huawei

определяет типы неисправностей в строках ФЭМ на основе данных тока и напряжения, собранных стринговыми инверторами, технологий big data и AI-алгоритмов идентификации. Функция Smart I-V Curve Diagnosis активируется одним нажатием кнопки, после чего Huawei SmartLogger (регистратор данных) отправляет команду на сканирование I-V кривой инвертору. После сбора полных данных I-V кривой фотоэлектрической строки инвертор загружает их в систему управления, которая автоматически генерирует отчёт о диагностике неисправностей с помощью встроенного алгоритма распознавания дефектов [49].

Недостатком данной технологии является стоимость оборудования и оплаты диагностики. Еще можно отметить, что система анализа BAX работает только на инверторах собственного производства и анализ BAX, полученных сторонними устройствами невозможен, что ограничивает пользователей в выборе производителя оборудования для СЭС.

Кроме Huawei, использование нейронных сетей для анализа BAX представлено в работах [50, 51]. Отмечается высокая точность определения проблем. Однако внедрение ИИ для анализа требует больших финансовых затрат и энергетических затрат на обучение и поддержание работы ИИ-инфраструктуры.

Выводы по Главе 1

1. Солнечная энергетика является наиболее активно развивающейся энергетической отраслью в мире. Установленная мощность фотоэлектрических установок в мире на конец 2023 года составила 1419 ГВт из общего объема вводимых мощностей возобновляемой энергетики 3870 ГВт, что говорит о ее эффективности и перспективности.

2. Развитию солнечной энергетики способствуют новые технологии и материалы для изготовления фотоэлементов, падение стоимости фотоэлектрических модулей и, как следствие, снижение себестоимости произведенного киловатт-часа электроэнергии на солнечных электростанциях.

3. Вместе с ростом введения мощностей на базе ФЭМ появляются проблемы их эксплуатации, связанные с деградацией модулей и их последующей утилизацией.

4. Средний срок службы ФЭМ, заявляемый производителями, составляет 25-30 лет, в течение которого модули должны работать с номинальной производительностью. Для обеспечения нормируемого срока необходимо разработать систему мониторинга и прогнозирования работы модулей в реальных условиях эксплуатации.

На основании проведенного анализа современного состояния солнечной энергетики и проблем ФЭМ при их эксплуатации на солнечных электростанциях, была сформулирована **цель** диссертационного исследования: разработка обобщенного алгоритма анализа вольт-амперных характеристик фотоэлектрических модулей для определения возможных причин деградации, возникающих в процессе их эксплуатации на электрических станциях.

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

1. Провести анализ известных устройств и методик, направленных на определение состояния фотоэлектрических модулей и причин их деградации.

2. Провести анализ дефектов и неисправностей, возникающих при эксплуатации фотоэлектрических модулей и их влияние на энергетические характеристики модулей.

3. Разработать физическую и математическую модели фотоэлектрического модуля для определения причин деградации.

4. Разработать алгоритм определения состояния и возможных причин снижения мощности фотоэлектрических модулей по вольт-амперной характеристике.

5. Провести экспериментальное исследование разработанного алгоритма с использованием машинного кода для обработки данных.

6. Разработать методику расчета энергетических и экономических потерь СЭС, вызванных деградацией фотоэлектрических модулей.

ГЛАВА 2. ДЕГРАДАЦИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ НА СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

2.1 Качество фотоэлектрических модулей и факторы, влияющие на их работу

Устойчивая работа и продолжительность эксплуатации на открытом воздухе зависят от качества всех компонентов, составляющих фотоэлектрические модули. При проектировании модулей учитывается не только влияние окружающей среды, но и взаимное влияние элементов конструкции, имеющих непосредственный контакт.

К фотоэлектрическим элементам предъявляются следующие требования по качеству:

1. Элементы наивысшего качества относят к классу А. На них отсутствуют сколы, трещины и царапины, которые приводят к снижению эффективности преобразования солнечной энергии в электричество. Они имеют идеальный внешний вид, однородность кристаллов, цвета и т.д. Если две половинки разных элементов положить рядом, их невозможно будет отличить друг от друга. Коэффициент заполнения на ВАХ таких элементов превышает 0,7 (Рисунок 2.1). Элементы класса А изначально имеют наименьшее количество дефектов, и их деградация будет наиболее медленной. Элементы такого качества используют при производстве модулей крупные производители. Мощность таких модулей всегда выше, чем указана в паспорте на изделие. Также такие модули имеют более низкие температурные коэффициенты [52].

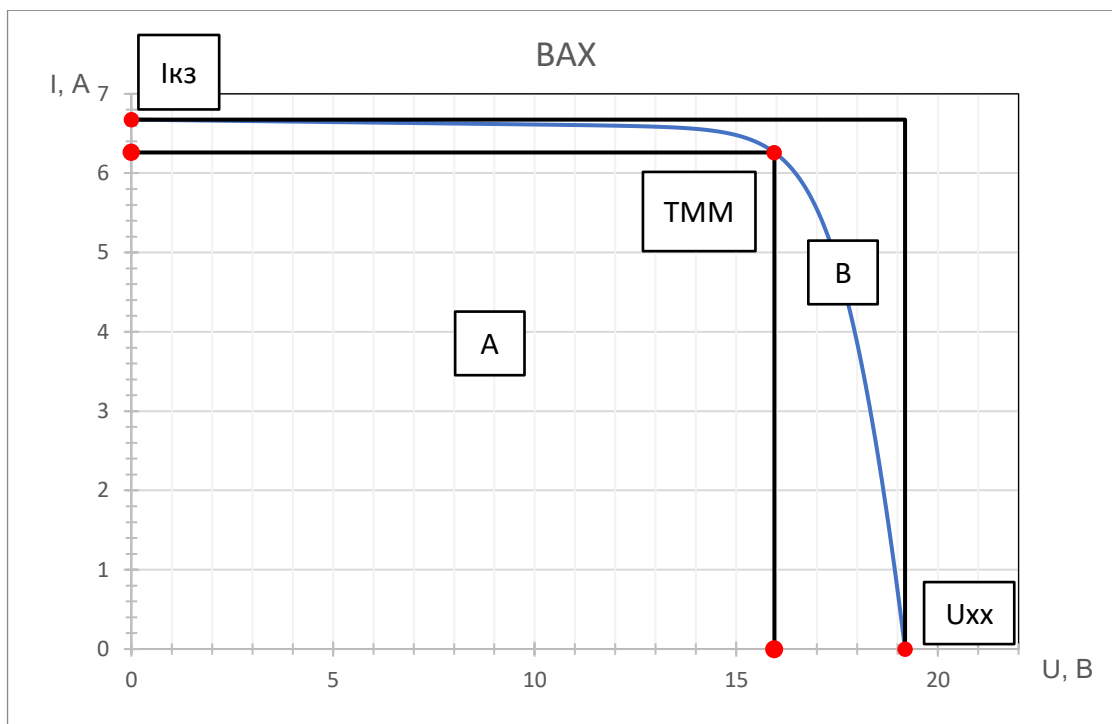


Рисунок 2.1 – Определение коэффициента заполнения ВАХ соотношением площади прямоугольника А к площади прямоугольника В [53]

2. Солнечные элементы класса В (Рисунок 2.2) отличаются от первого класса визуальными недостатками и более низким коэффициентом заполнения ВАХ (в пределах 0,4-0,7). Их стоимость, как правило, несколько ниже, чем у элементов класса А. Некоторые производители не относят класс В к браку, но сами производители ячеек относят такие элементы к браку и никогда не используют их в модулях, выпускаемых под собственным брендом. Ключевое отличие от класса А — именно внешние дефекты. При этом нельзя сказать, что элементы класса В всегда уступают по характеристикам: иногда их производительность может быть сопоставима с классом А. Однако решающим фактором качества является коэффициент заполнения ВАХ (Рисунок 2.1): у класса А он превышает 0,7, а у класса В лежит в диапазоне 0,4-0,7. Многие продавцы модулей на таких элементах утверждают, что их рабочие параметры ничем не отличаются от модулей на классе А, а дефекты — чисто косметические, незаметные на крыше никому, кроме монтажников и птиц. Элементы класса В быстрее деградируют, они изначально менее производительны. Это подтверждается расчетами удельной мощности (выработки на единицу площади) модулей из элементов класса В, которая всегда

будет ниже, чем у модулей из элементов класса А [52]. Также из ячеек класса В, не имеющих дефекты на одной половине, возможно использование в модулях с половинчатыми ячейками (half-cut cell) [33]. Такое использование элементов более низкого класса может снизить отбраковку и позволит перевести получившуюся ячейку в класс А.

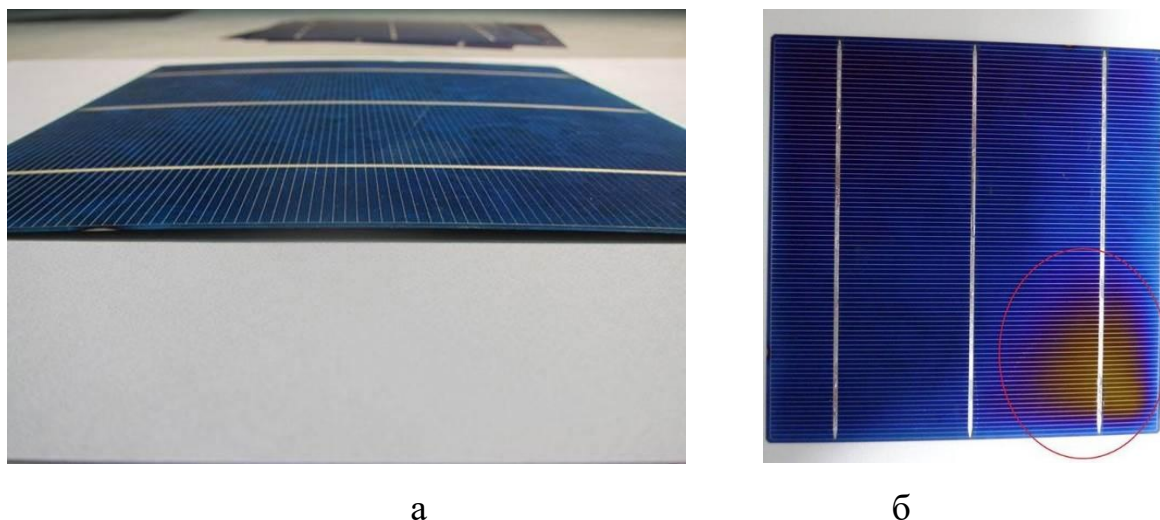


Рисунок 2.2 – Дефекты элементов класса В: а – сильный изгиб ячейки;
б – несоответствие цвета

3. Солнечные элементы класса С (Рисунок 2.3) имеют дефекты, которые влияют на их работу и производительность. Кроме этого, все солнечные элементы с дефектами хуже, чем класс В, могут быть классифицированы как класс С [54]. Выработка энергии такими элементами ниже, чем у элементов класса А или В. Цена их значительно дешевле. У таких ячеек визуально видны микротрещины, отколотые кусочки элементов и т. д. Ни один крупный производитель не использует ячейки класса С. Обычно они попадают к небольшим производителям, которых устраивает цена таких элементов. КПД таких элементов всегда меньше 12%. Модули класса С можно использовать только в системах с низким напряжением для зарядки аккумуляторов 12-24-48 В [52].

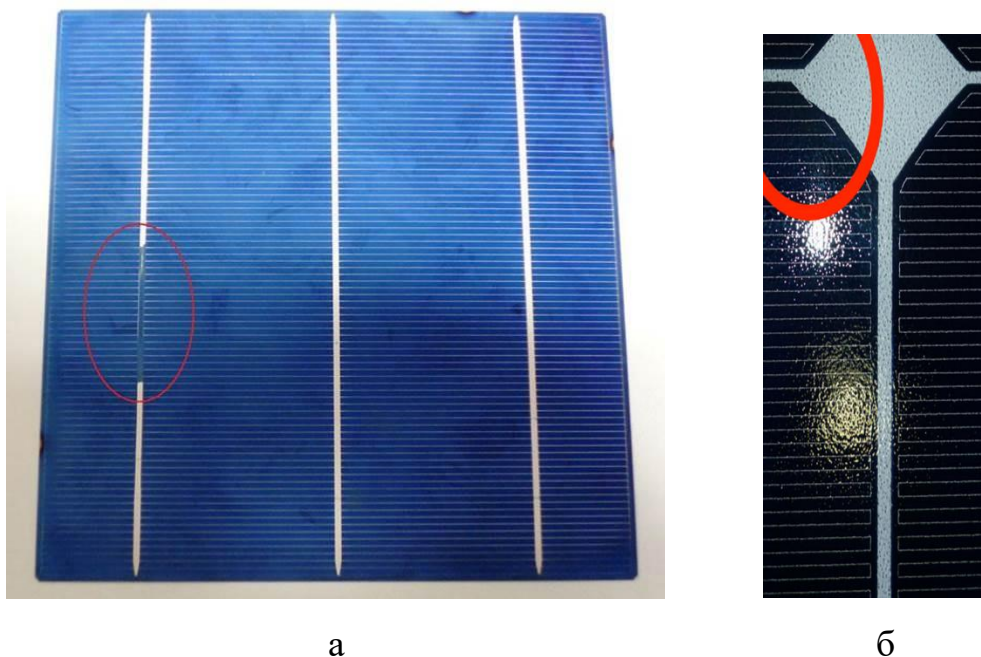


Рисунок 2.3 – Дефекты элементов класса С: а – отсутствие контактной дорожки;
б – наличие сколов

4. Солнечные элементы класса D (Рисунок 2.4) – это поврежденные элементы. Иногда из них делают низкомощные модули из обрезков, но в основном они отправляются на переплавку для получения нового кремния. Они считаются просто непригодными для использования в модулях, однако могут применяться в низкокачественной продукции. Элементы имеют микротрещины и могут обладать теми же дефектами, что и элементы класса В. Такие элементы скупают,резают, используя целые фрагменты для пайки. Определить модули мощностью 80-100 Вт и выше, сделанные из элементов класса D, довольно просто: если модуль состоит не из цельных элементов, то он, скорее всего, изготовлен из отбраковки. Для модулей мощностью 90-100 Вт с номинальным напряжением 12В требуется 36 цельных элементов. Если модуль мощностью более 90 Вт собран из кусочков элементов, а не из цельных элементов размером 125х125 мм и более – весьма вероятно, что такой модуль сделан из отходов. Исключение составляют модули с напряжением 24В – в них должны использоваться половинки элементов 125х125 мм. Аналогично, из 36 солнечных элементов размером 156х156 мм изготавливают 12 В модули мощностью 140-160 Вт [52].



Рисунок 2.4 – Дефекты элементов класса D

Использование низкокачественных элементов класса С или D можно встретить в бытовых устройствах, которые автономно работают от энергии солнца (Рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Автономные источники освещения низкой мощности с использованием энергии солнца

В таблица 2.1 сведена основная информация о качестве элементов, используемых в производстве фотоэлектрических модулей.

Таблица 2.1 – Характеристики фотоэлектрических элементов [54]

Класс	A	B	C	D
Характеристика	Внешний вид			
	Без видимых дефектов. Допускается незначительный изгиб (≤ 2 мм) или минимальное отклонение цвета.	Мелкие дефекты: 1. Изгиб 2-2,5 мм. 2. Локальное изменение цвета (до 25% площади). 3. Микроцарапины (< 50 мм), мелкие паяльные дефекты.	Критичные дефекты: 1. Сколы углов, трещины, отсутствие токопроводящих шин. 2. Желтые пятна, следы коррозии.	Полностью разрушенные или неремонтопригодные ячейки.
	Электрические параметры			
	Полное соответствие спецификациям (КПД, напряжение, ток).	Соответствуют нормам, но мощность может колебаться.	Не соответствуют спецификациям.	
	Применение			
	Коммерческие и промышленные СЭС, где критичны долговечность и эффективность.	Бюджетные проекты, off-grid системы. Цена на 10-30% ниже Grade A.	Только для резки на мелкие фрагменты как учебный материал.	Переработка (не пригодны для генерации энергии).

ФЭМ, в основном, находятся на открытом воздухе, подвергаясь воздействию солнечного света, дождя, льда и снега в течение длительного времени, а гарантийный срок модулей солнечных панелей обычно составляет более 25 лет. Из-за того, что фотоэлементы являются хрупкими и их контактные соединения чувствительные к кислороду и влаге, то их необходимо защитить от влаги, при помощи герметизирующей пленки. Инкапсуляция солнечных панелей – это процесс герметизации фотоэлектрических элементов и других компонентов полимерными материалами, обеспечивающий долговечность и устойчивость конструкции. Данный этап критически важен для стабильной работы фотоэлектрических ячеек. Инкапсулянт выполняет следующие функции: снижает воздействие погодных факторов (влаги, УФ-излучения, окисления, экстремальных температур); повышает устойчивость элементов к механическим нагрузкам.

Защитный слой гарантирует надёжность и эффективность солнечных элементов в течение всего срока эксплуатации. [56, 57].

Процесс инкапсуляции включает ламинирование верхней и нижней поверхностей элементов тонким полимерным слоем. Применяются следующие материалы:

1. EVA (этиленвинилацетат). Данный материал доминирует при выборе инкапсулянта в производстве фотоэлектрических модулей. Ключевые преимущества: оптимальная герметизация активных слоев; эксплуатационная долговечность. Процесс ламинации осуществляется при 140-150 °C, обеспечивая полную полимеризацию материала [58].

2. PVB (поливинилбутираль). Применяется как специализированная замена EVA, когда критичны: максимальная прозрачность ($\geq 91\%$ светопропускания); устойчивость к УФ-деградации. Температурный диапазон формирования слоя для данного материала 120-140 °C [58].

3. Достаточно новым кандидатом на замену EVA является термопластичный полиолефин (ТРО). ТРО обладает хорошей адгезией ко многим различным субстратам без сшивки, что означает низкую стоимость производства и отсутствие потенциальных побочных продуктов процесса сшивки [59].

4. Полиолефиновые эластомеры (РОЕ) недавно были внедрены в фотоэлектрическую промышленность для удовлетворения требований передовых концепций элементов и снижения новых явлений деградации в двухсторонних модулях. РОЕ, известные своим высоким объемным удельным сопротивлением, низкой проницаемостью и технологичностью, обладают преимуществами, такими как отсутствие вредных побочных продуктов (например, уксусной кислоты) при воздействии влаги [60].

Хотя EVA остаётся наиболее распространённым инкапсулянт, специалисты могут рекомендовать иные решения в зависимости от:

- Места установки панелей;
- Преобладающих климатических условий.

Фотоэлектрические модули для промышленного и коммерческого использования изготавливаются для широкого диапазона температур и от выбора качественного материала зависит фактический срок службы ФЭМ. Для механической защиты ФЭМ от внешних факторов (град, осадки, ветровые нагрузки и т. д.) используется стекло. Стекло может быть с одной стороны (для стандартных модулей), но и может применяться с двух сторон (для двухсторонних модулей). Стекло бывает различных видов:

1. Флоат-стекло (или термополированное стекло) зачастую применяется при производстве ФЭМ. Данный материал обладает хорошими показателями светопропускания ($\sim 85\%$) и низкой стоимостью. Производится путем помещения сырьевых компонентов в печь и последующему их расплавлению. Это расплавленное стекло выливают в ванну, наполненную расплавленным оловом, плотность которого больше плотности расплавленного стекла. Благодаря этому получается гладкая поверхность, которую проверяют и покрывают люцитом или метилметакрилатом. Это предотвратит царапины и повреждения стекла при обращении с ним [61].

2. Стекло с низким содержанием железа (ультрапрозрачное). Такой вид стекла имеет содержание железа $< 0,015\%$ (против $\sim 0,1\%$ в обычном стекле). Также обладает светопропусканием до $91,6\%$ (без покрытия), до $93,6\%$ с AR-покрытием (антибликовым) и УФ-пропускание $> 86\%$. Основным преимуществом является отсутствие цветовых искажений. Такое стекло применяют для высокоэффективных кристаллических кремниевых модулей [62].

3. Узорчатое (диффузное) стекло представляет собой стекло, на поверхности которого создана текстура (призмы, матовость) для рассеивания света. Такое стекло бывает: Mistlite (призматическое), которое уменьшает блики, улучшает захват света под углом; Solarifier (матовое) обеспечивает равномерное освещение элементов; названное в честь японской груши Нашиджи стекло как и другие сорта с рисунком, рассеивает свет, сводит к минимуму отражение и максимизирует захват энергии (Рисунок 2.6). Преимуществом такого стекла

является снижение отражения на 30%, что существенно повышает КПД модулей в пасмурную погоду [63].

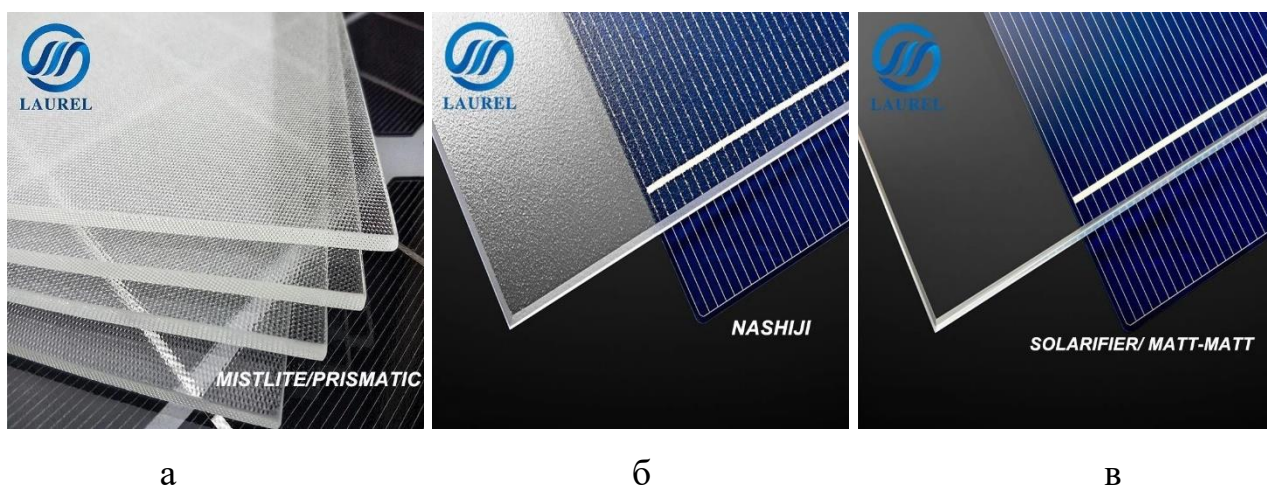


Рисунок 2.6 – Виды узорчатых стёкол: а – призматическое; б – Нашиджи; в – матовое [63]

4. Стекло с антибликовым (AR) покрытием нанопленкой SiO_2 на одну или обе стороны стекла. При использовании такого стекла достигается светопропускание до 93,6 %, а отражения снижаются до 7,3 % [64].

Для повышения прочности стекла подвергают процессу закаливания, при котором прочность повышается в 4-5 раз от обычного стекла и достигается устойчивость к граду (до 35 мм), ветру (2400 Па), снегу (5400 Па) [63, 64].

Ключевые внешние факторы деградации солнечных модулей в реальных условиях включают: температуру, влажность, осадки, пыль, снег и солнечную радиацию. Эти факторы негативно влияют на целостность модулей и их КПД.

Солнечное излучение содержит не только видимый свет (преобразуемый в электричество), но и инфракрасный (тепловой) спектр. В жарком климате дневной нагрев поверхности модулей сменяется ночным охлаждением. Такие циклические перепады температуры, особенно без систем теплоотвода, ускоряют деградацию.

Срок службы фотоэлементов напрямую зависит от материала: самые дешевые на основе аморфного кремния служат ~ 7 лет, поликристаллические – до 20 лет, а наиболее долговечные и эффективные монокристаллические – 25-30 лет при корректной эксплуатации. Дegradiруют все СМ, но с разной скоростью и степенью и это зависит от многих причин. Термин "скорость деградации"

определяется как скорость максимального снижения производительности с течением времени [65].

2.3 Необратимые виды деградации

2.3.1 Деградация, вызванная светом

Несмотря на повышение эффективности преобразования энергии солнечными элементами, генерируемая мощность солнечных модулей со временем снижается. Существует несколько причин этой долгосрочной деградации, но одним из наиболее значимых является явление, называемое светоиндуцированной деградацией (LID). LID вызывается бор-кислородным комплексом BO_2 , образующимся при комбинации замещенного бора и диффундирующих в матрице p-кремниевой пластины междоузельных кислородных димеров O_2 . Этот процесс переключения потребляет электроны и дырки, что ухудшает время жизни неосновных носителей заряда. Комплекс BO_2 существует в бистабильном состоянии (квадратное или шахматное) и переключается между состояниями под действием светового облучения. Этот процесс переключения потребляет электроны и дырки, ухудшая время жизни неосновных носителей в солнечных элементах p-типа [66, 67, 68].

Отмечается, что такая деградация в большей степени характерна для монокристаллических ячеек, изготовленных по методу Чохральского (Cz), но исследования показывают, что поликристаллические ячейки также подвержены светоиндуцированной деградации, так как тоже содержат кислород и используют легирование бором, однако эффекты LID в них в значительной степени неизвестны [69, 70, 71].

Сообщается, что BO_2 восстанавливает свою исходную эффективность при нагреве в темноте при $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 10 минут; это называется процессом восстановления. Проблема применения данного способа восстановления в том, что на готовых модулях инкапсулирующие материалы нельзя подвергать высоким температурам ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$), так как это может вызвать повреждения инкапсулянта, и

проведение обработки LID уже после изготовления солнечного модуля затрудняется. Для решения этой проблемы предлагается к использованию нагрев при помощи алюминиевого электрода на тыльной стороне элемента, который нагревают с помощью индуцированного магнитного поля от полумостовой резонансной схемы [69]. Однако технология, в данный момент, не применяется на крупных СЭС.

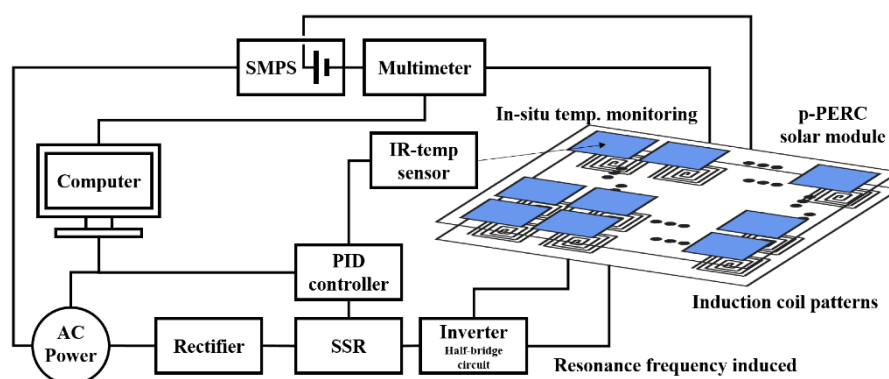


Рисунок 2.7 – Схема установки для дистанционного нагрева p-PERC солнечного модуля с целью устранения LID [69].

Этот процесс считается этапом «настройки» панели, также называемым «начальным ухудшением» или краткосрочной деградацией, которая происходит в течение первых 1000 часов работы. Эффективность ФЭП на этом этапе снижается в среднем на 1–3% и после этого стабилизируется. Такой тип деградации наблюдается преимущественно в монокристаллических панелях.

В первый год эксплуатации солнечные батареи обычно подвергаются кратковременной деградации в диапазоне от менее 1 % до 3 %. После этого их производительность обычно снижается в среднем на 0,4 % до 0,7% ежегодно.

Если предположить, что в первый год работы снижение генерации энергии ФЭМ составит 2 %, то второй год модуль будет работать только на 98 % от первоначальной. Далее, если каждый последующий год тенденция снижения производительности будет сохраняться, то через 25 лет эксплуатации этот показатель составит 78,8 %, то есть, будет работать еще достаточно эффективно.

LID может снизить выходную мощность солнечных элементов на 10%, и различные исследования направлены на смягчение этого эффекта.

Чтобы ориентировочно спрогнозировать, какую мощность P будут вырабатывать ФЭП спустя некоторое время, нужно умножить среднюю степень деградации на количество лет N , на которые рассчитывает потребитель:

$$P_N = P_{max} \cdot \left(1 - \left(\frac{Deg_1 + N \cdot Deg_2}{100} \right) \right), \quad (2.1)$$

где P_{max} – паспортная мощность ФЭМ при СУИ, Вт; Deg_1 – первичная деградация в первые 1000 часов работы ФЭМ, %; Deg_2 – ежегодная деградация ФЭМ согласно гарантии линейной производительности, %.

2.3.2 Дефекты фотоэлементов

Рассмотренные ранее дефекты фотоэлементов, которые позволяют определить качество ячеек, могут появиться после монтажа ФЭМ на СЭС и развиваться с течением времени, что будет усугублять ситуацию. Все дефекты фотоэлементов представляют необратимый процесс, который может привести к аварийным ситуациям (Рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Последствия возгорания ФЭМ на СЭС

Дефекты элементов могут возникнуть вследствие:

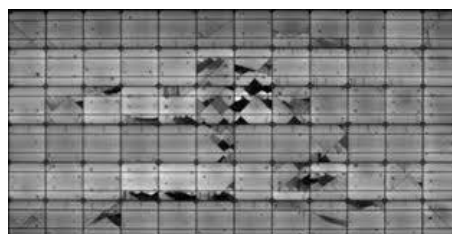
- Нарушения целостности контактов между ячейками (Рисунок 2.9, а, б);

- Появлением микротрещин, которые с течением времени увеличиваются в размерах (Рисунок 2.9, в, г);
- Дegradaция одного или нескольких элементов, приводящая к несоответствию мощностей всех ячеек (Рисунок 2.9, д).



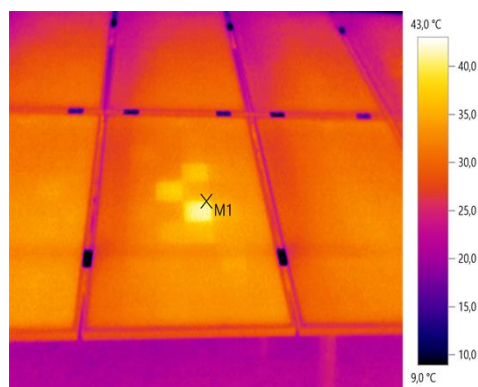
а

б



в

г



д

Рисунок 2.9 – Дефекты ячеек, возникающие при работе ФЭМ:

а – коррозия контактных соединений между ячейками;

б – отслоение контактной сетки;

в – трещины элементов;

г – электролюминесцентный снимок ФЭМ с трещинами на элементах;

д – термография ФЭМ с деградировавшими элементами, вызывающими «горячие точки»

Коричневое пятно (Рисунок 2.9, а) является результатом деградации паяного соединения между токоведущей шиной модуля и выходным проводником. Это аварийное соединение приводит к избыточному последовательному сопротивлению, которое:

1. Линейно снижает выходное напряжение модуля пропорционально току;
2. Вызывает смещение вертикального участка вольт-амперной характеристики против часовой стрелки вокруг точки холостого хода графика (Рисунок 2.10) [48].

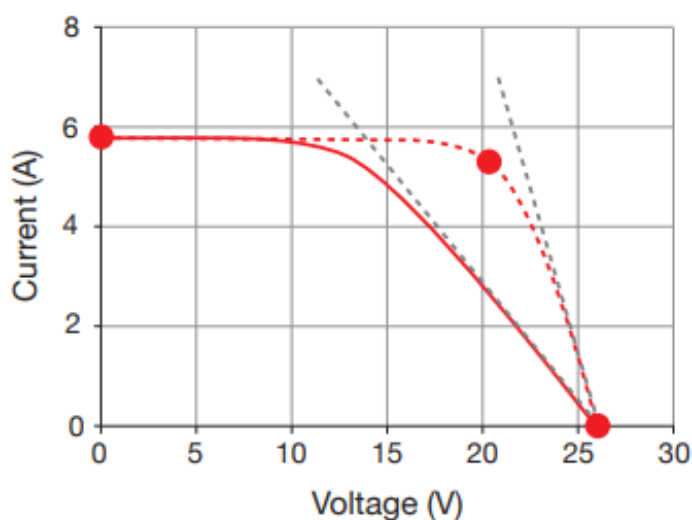


Рисунок 2.10 – Изменение ВАХ при увеличении последовательного сопротивления ФЭМ [48]

Дефекты, расположенные на фотоэлементах, могут вызвать эффект «горячих точек» (hot-spot) (Рисунок 2.9, д) [72, 73]. Согласно [74, 75], когда рабочий ток модуля превосходит ток короткого замыкания затененного или поврежденного фотоэлемента (или их группы), этот элемент оказывается под обратным смещением. Это заставляет его генерировать тепло, создавая очаг локального перегрева. Достаточно интенсивное или сконцентрированное тепловыделение способно вызвать серьезные повреждения: расплав паяных соединений, разрушение герметика, тыльного и лицевого стекол, растрескивание. Установка шунтирующих диодов защищает от таких последствий.

По обратным характеристикам и особенностям перегрева фотоэлементы делятся на два типа:

1. С высоким шунтирующим сопротивлением: Обратное напряжение на них ограничено.

2. С низким шунтирующим сопротивлением: Обратный ток на них ограничен. Для этого типа характерно:

- Критическое воздействие оказывает полное или значительное затенение элемента.

- Отказы из-за перегрева наступают стремительно из-за высокой локализации нагрева.

- Низкое шунтирующее сопротивление часто обусловлено микроскопическими проводящими каналами, через которые протекают большие токи, вызывая экстремальный нагрев на малом участке. Это явление нестабильно, что приводит к большому разбросу параметров элементов. При обратном смещении такие элементы с высокой вероятностью перегреваются до опасного уровня.

При исправном шунтирующем диоде, который защищает участки ячеек от перегрева, из работы выводится дефектный участок, но часто встречается на практике нарушение работы шунтирующих диодов [76], при которых фотоэлемент, имеющий несоответствие по току короткого замыкания с исправными элементами, может привести к разрушающим последствиям и выходу из строя всего ФЭМ (Рисунок 2.11).

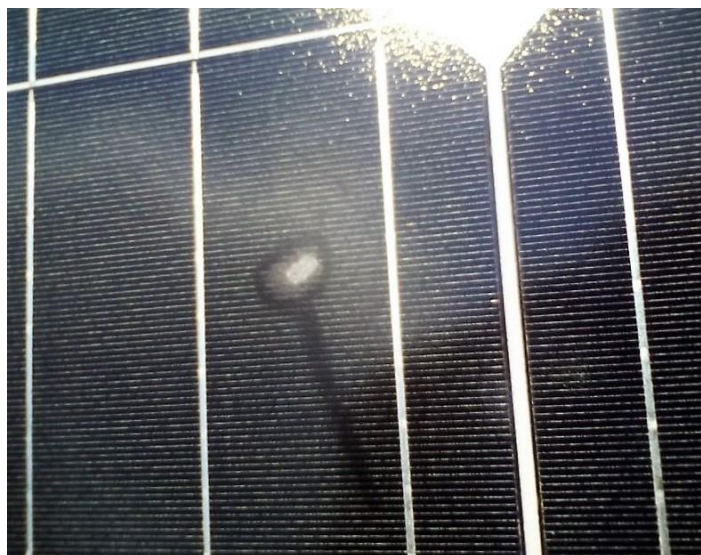


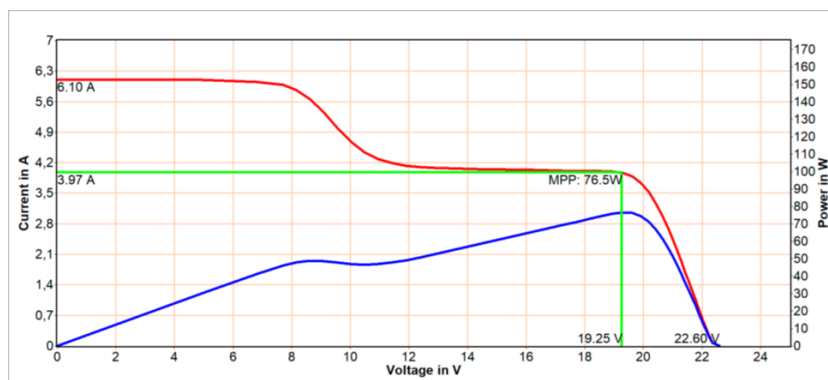
Рисунок 2.11 – Выгорание ячейки из-за эффекта «горячей точки»

Для определения «горячих точек» кроме термальной камеры возможно использование вольт-амперной характеристики. Форма кривой при исправном шунтирующем диоде характерна только для случаев несоответствия токов короткого замыкания ячеек (Рисунок 2.12, а).

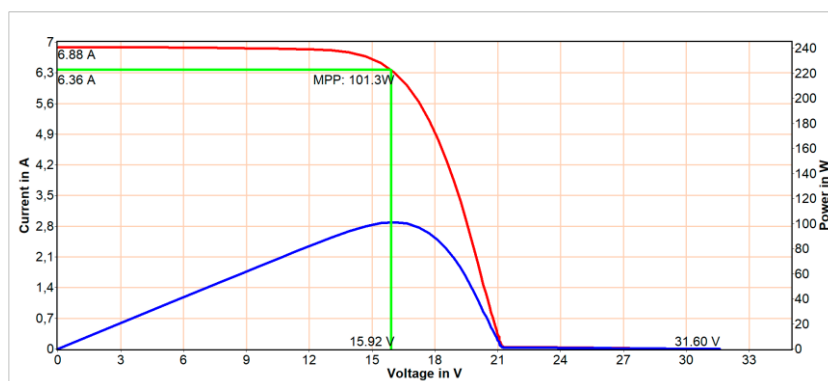
При неисправном шунтирующем диоде возможны два случая:

1. Диод находится в режиме короткого замыкания (Рисунок 2.12, б);
2. Диод находится в режиме обрыва цепи (Рисунок 2.12, в).

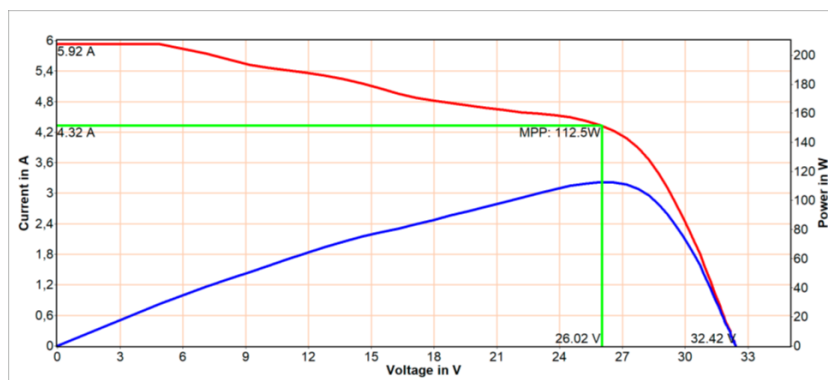
Как упоминалось ранее, рассмотренные дефекты ячеек являются необратимыми и их своевременное обнаружение не только может спасти массив модулей от возможного пожара, но и своевременная замена дефектных модулей позволит вернуть номинальную мощность всему массиву модулей, подключенных последовательно, что в свою очередь скажется на экономической составляющей СЭС.



а



б



в

Рисунок 2.12 – Вольт-амперные характеристики ФЭМ для различных случаев:

а – шунтирование одного участка ФЭМ при помощи исправного диода;

б – пробой одного шунтирующего диода ФЭМ;

в – влияние дефекта одной ячейки на весь модуль из-за отсутствия шунтирующего диода на поврежденном участке.

2.3.3 Дефекты защитных материалов фотоэлектрических модулей

Дефекты защитных материалов ФЭМ можно разделить, по влиянию на работу модулей, на два вида:

- Дефекты, приводящие к разрушению фотоэлектрических элементов;
- Дефекты, влияющие на светопропускающую способность защитных материалов.

Разрушающие дефекты защитных материалов можно разделить на механические и химические. При механических дефектах происходит разгерметизация ФЭМ, из-за чего к ячейкам попадает воздух и влага из окружающей среды, которые вызывают коррозию контактных соединений элементов (Рисунок 2.13). Такие повреждения влияют на состояние элементов и снижение мощности будет происходить из-за дефектов фотоэлементов, которые были рассмотрены в параграфе 2.3.2.



а



б

Рисунок 2.13 – Дефекты разгерметизации ФЭМ:

а – образование конденсата; б – коррозия контактных соединений элементов [77]

Химические дефекты влияют на состояние защитных материалов. В случаях деградации герметизирующего слоя, который зачастую выполняется из EVA, может накапливаться уксусная кислота между фотоэлементом и пленкой. Испытания [78, 79], проводимые над ячейками, помещенными в уксусную кислоту, показывают, что все фотоэлементы подвержены воздействию уксусной кислоты, но деградация контактных соединений происходит с разной скоростью.

Коррозия является одним из основных механизмов деградации и отказа фотоэлектрических модулей на завершающей стадии эксплуатации. Однако это постепенный процесс, который может занимать годы до перерастания в существенный риск из-за медленного накопления воды и уксусной кислоты (образующейся при деградации этиленвинилацетатного EVA герметика).

Другой проблемой, связанной с влиянием состояния защитных материалов на мощность ФЭМ является изменение свойства пропускать свет. Данная проблема по своему воздействию на энергетические показатели схожа с частичным затенением ФЭМ [80]. В условиях частичного затенения ячейки или модули PV-массива получают различный уровень солнечной радиации. Условия частичного затенения вызывают рассогласование электрических характеристик PV-системы и приводят к снижению выходной энергии. Величина рассогласования зависит от различных факторов, таких как размер массива, тип конфигурации и характер затенения [74, 75]. В таком случае при длительной работе ФЭМ возникают «горячие точки», которые, как было рассмотрено ранее, являются очень опасными для работы ФЭМ (Рисунок 2.14).

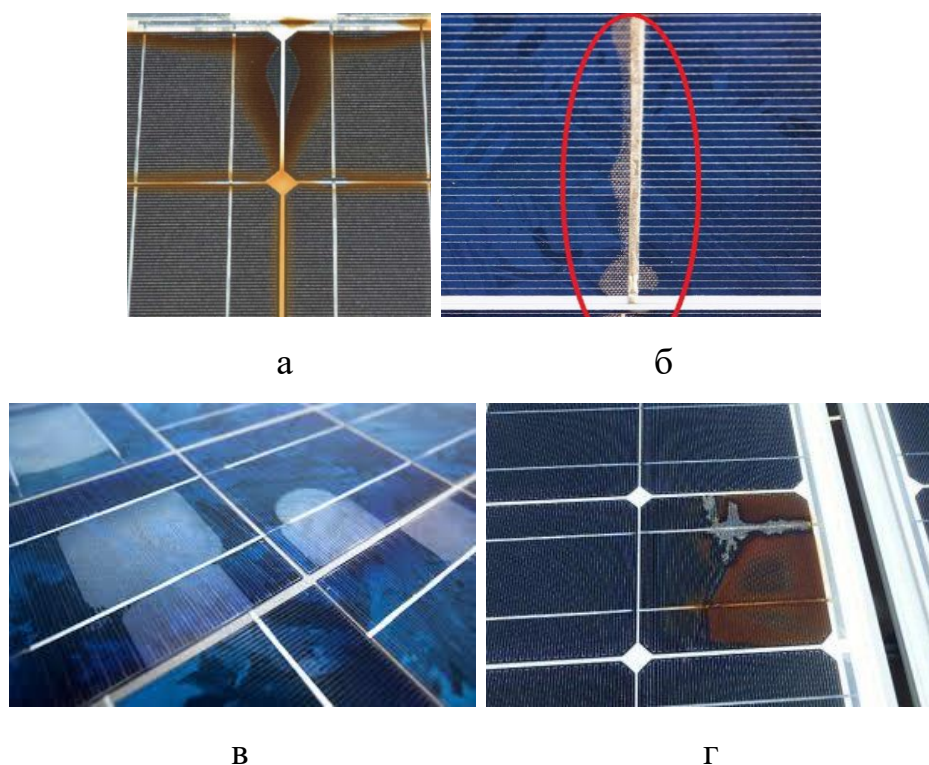


Рисунок 2.14 – Дефекты защитного покрытия ФЭМ:

- а – потемнение герметизирующего слоя;
- б – отслоение герметизирующей пленки (начальный этап);
- в – отслоение герметизирующей пленки (поздний этап);
- г – совокупность отслоения и потемнения герметизирующей пленки, а также коррозии контактов ячейки

Большую роль в деградации играют погодные катаклизмы. Сильные шквалы, ураганы, бури, снег, крупный град, упавшие ветви деревьев из-за ветра – все эти факторы могут значительно повредить солнечные модули и ускорить их деградацию.

По данным Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии (NREL) при Министерстве энергетики США влияние экстремальных погодных условий (ураганы, град, наводнения, лесные пожары, молнии и т.п) является незначительным. Из 2500 СЭС на территории США общей мощностью 8 ГВт было выявлено только 170 систем, на которые повлияли ураганы. Время простоя составляло 2-4 дня, при этом потери энергии составили около 1%. Перерывы в работе более двух недель наблюдались в 12-ти системах, когда отключения произошло из-за наводнений и сильных порывах ветра с дождями.

К более значительным потерям энергии из-за механических повреждений и разрушений фотоэлементов могут приводить покрытие поверхности модулей снегом глубиной до 1 м, град с диаметром более 25 мм и порывы ветра со скоростью более 90 км/час [82].

2.4 Обратимые виды деградации

2.4.1 Деградация, вызванная потенциалом

В целях повышения эффективности работы СЭС, все модули соединяются в последовательные цепи от 10 до 30 штук, в зависимости от мощности СЭС и выбранного оборудования для преобразования и передачи полученной электрической энергии. При повышении рабочего напряжения ФЭМ, также повышается разность потенциалов между фотоэлементами и металлической рамой модулей (Рисунок 2.15) [83].

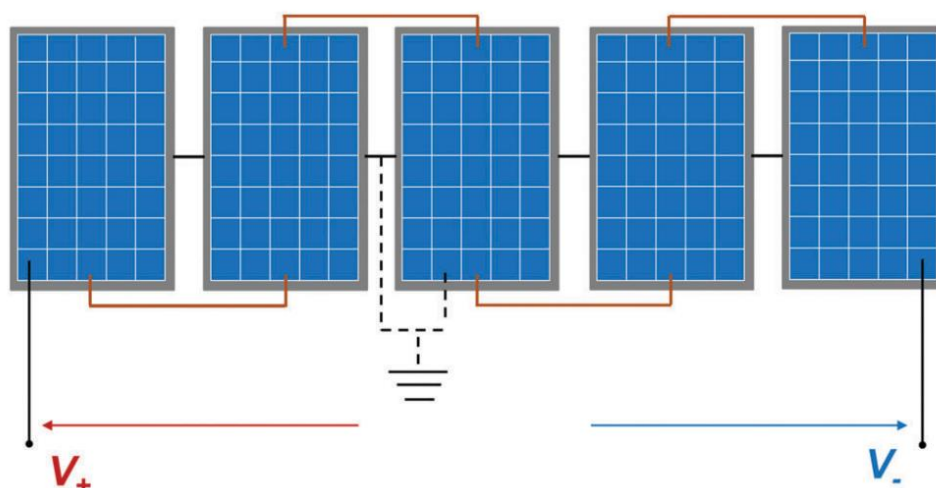


Рисунок 2.15 – Упрощенная схема фотоэлектрической системы для демонстрации возникновения потенциала между рамой модулей и фотоэлектрическими ячейками [84]

Наличие большой разницы потенциалов между «землей» и ячейками создает благоприятные условия для создания путей протекания тока. Такое явление назвали деградацией, индуцированной потенциалом (Potential Induced Degradation – PID) [86]. Впервые было зафиксировано Лабораторией реактивного движения (JPL) в 1985 году как в кристаллических кремниевых (c-Si) модулях, так и в тонкопленочных модулях на основе аморфного кремния (a-Si) [87, 88]. В начале 2000-х годов риски, связанные с воздействием высокого системного напряжения, также исследовались Национальной лабораторией возобновляемой энергии (NREL), Центром солнечной энергии Флориды (FSEC) и компанией BP Solar на различных типах фотоэлектрических модулей [84].

В 2005 году SunPower объявила об открытии нового эффекта производительности, наблюдаемого в высокоэффективных кремниевых солнечных элементах, — «поверхностной поляризации», которая создает неразрушающее и обратимое накопление статического заряда на поверхности высокоэффективных солнечных элементов. Позднее было обнаружено, что производство электроэнергии в системах, использующих высокоэффективные солнечные элементы, может быть значительно уменьшено или увеличено путем изменения конфигурации системной проводки и заземления, и что эти изменения

производительности были относительно быстрыми и полностью обратимыми. В результате своего открытия ученые SunPower разработали и подали заявки на патенты на новые конструкции солнечных элементов и систем, которые устраняют поверхностную поляризацию [85].

Процесс протекания электрического тока связан с наличием ионов натрия в защитном стекле модулей. Под действием этого сильного электрического поля положительно заряженные ионы (чаще всего натрий Na^+ , присутствующий в стекле модуля в виде примеси или из окружающей среды) начинают мигрировать (двигаться) через материал модуля (Рисунок 2.16). Основной путь миграции: от заземленной передней поверхности (стекло) сквозь прослойку-энкапсулянт (обычно EVA - этиленвинилацетат) к солнечным элементам внутри модуля [89].

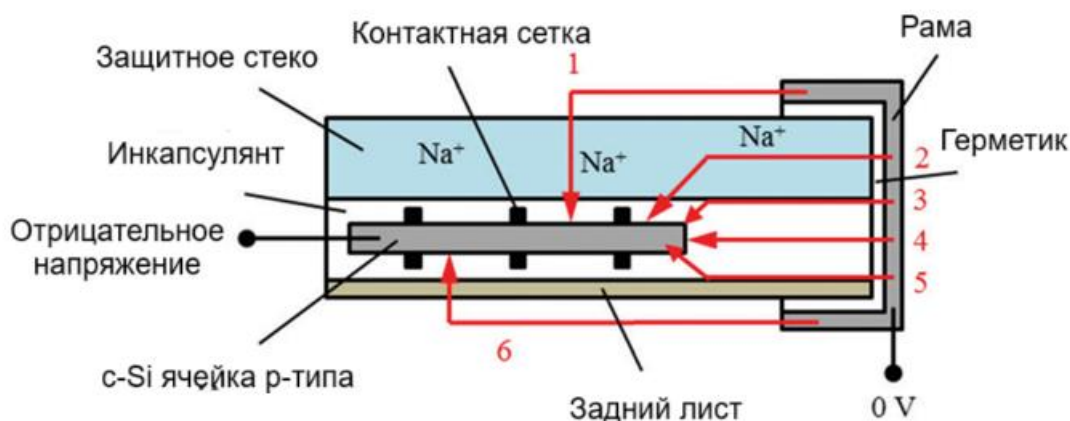


Рисунок 2.16 – Поперечное сечение стандартного фотоэлектрического модуля c-Si элементами p-типа и смоделированные возможные пути утечки тока

При нормальной работе электроны движутся к n-области, а дырки – к p-области под действием потенциального барьера p-n перехода. Рисунок 2.16 демонстрирует поперечное сечение p-типа солнечной панели, где группа ячеек смонтирована на алюминиевой подложке и защищена стеклом с антибликовым покрытием, минимизирующим отражение света.

Эффект PID (деградация под воздействием потенциала) возникает при накоплении положительных зарядов (например, катионов Na^+) на поверхности стекла. Когда солнечные фотоны попадают на p-типа полупроводник, генерируя

электронно-дырочные пары (e^-/h^+), скопившийся заряд на покрытиях (SiO_2 , Si_3N_4) притягивает электроны к стеклу. Одновременно дырки смещаются в p^+ -область.

Механизм утечки можно представить как систему эквивалентных конденсаторов между ячейкой и стеклом. Это вызывает аномальный ток: электроны утекают на заземленную алюминиевую раму, меняя направление потока на противоположное (от земли к раме). Результат – возникновение отрицательного потенциала между модулем и землей.

Усугубляющим фактором выступает высокая влажность: она снижает импеданс между стеклом и рамой, усиливая ток утечки. Наиболее уязвимы ячейки вблизи отрицательного полюса системы, где напряжение относительно земли максимально [90].

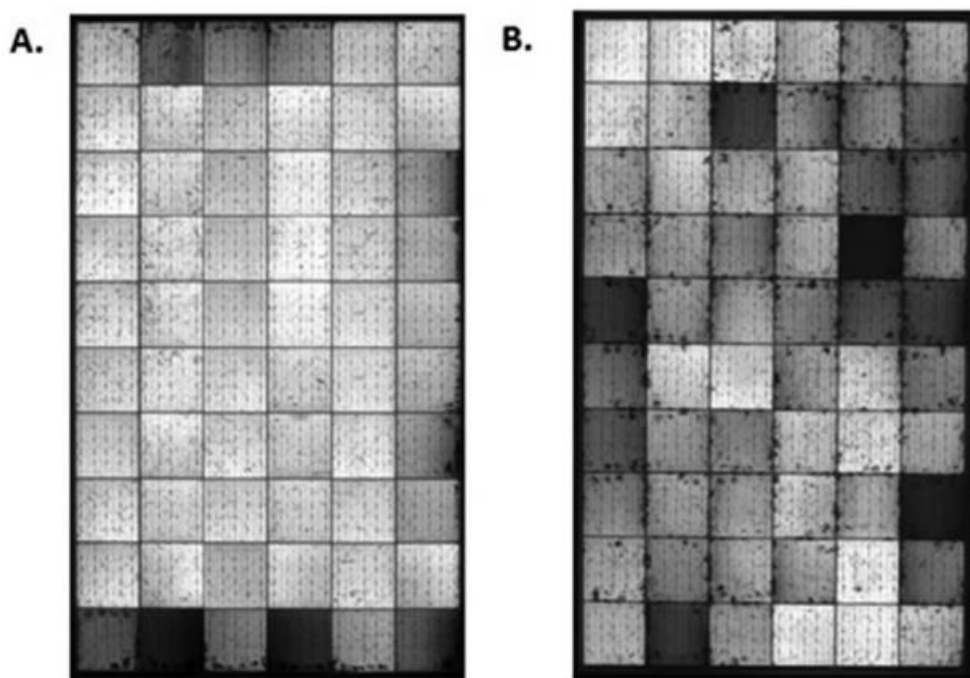


Рисунок 2.17 – Электролюминесцентные изображения фотоэлектрических модулей c-Si после испытания PID в камере в условиях высокой влажности и температуры (А) и после испытания PID с алюминиевой фольгой (В) [84]

Основным механизмом восстановления модулей является контр-напряжение:

1. Инверсия электрического поля. На модуль, находящийся в составе системы или извлеченный из нее, прикладывается положительное напряжение

постоянного тока (относительно его рамы или заземленных частей). Величина напряжения обычно сопоставима или превышает абсолютное значение отрицательного потенциала, вызвавшего деградацию (часто в диапазоне +600 В до +1000 В и выше).

2. Обратная миграция ионов. Положительное напряжение создает электрическое поле, противоположное по направлению полю, вызвавшему PID. Это поле действует как движущая сила для положительно заряженных ионов натрия (Na^+), осевших на поверхности солнечного элемента или вблизи p-n перехода.

3. Декомпенсация заряда и восстановление пассивации. Ионы Na^+ мигрируют обратно от чувствительной поверхности солнечного элемента (антиотражательного покрытия, пассивирующих слоев, часто на основе нитрида кремния Si_3N_4) через энкапсулянт (EVA) к стеклу. Это устраняет экранирующий положительный заряд, который нейтрализовывал отрицательный заряд фиксированных ионов в пассивирующем слое.

4. Восстановление электрических параметров. Удаление ионов Na^+ с поверхности элемента восстанавливает эффективность пассивирующего слоя, резко снижая поверхностную рекомбинацию неосновных носителей заряда. Это проявляется в восстановлении ключевых параметров модуля: напряжения холостого хода (V_{oc}), фактора заполнения (FF) и, как следствие, максимальной мощности (P_{max}). Эффективность преобразования фотонов возвращается к уровню, близкому к исходному.

Факторы, влияющие на эффективность восстановления:

1. Степень и длительность PID. Модули с умеренной деградацией (потери мощности до 20-30%) и не подвергавшиеся длительному воздействию PID восстанавливаются лучше и полнее. Сильная или длительная деградация может привести к необратимым изменениям в материалах (например, коррозии контактов), препятствующим полному восстановлению.

2. Величина и длительность приложения напряжения. Существуют оптимальные комбинации напряжения и времени выдержки (от нескольких часов

до нескольких дней). Слишком низкое напряжение или короткое время могут дать неполное восстановление. Слишком высокое напряжение несет риск электрического пробоя или повреждения других компонентов модуля.

3. Температура и влажность. Повышенная температура ($> 40-50^{\circ}\text{C}$) значительно ускоряет процесс обратной миграции ионов, сокращая необходимое время восстановления. Высокая влажность также может способствовать процессу за счет улучшения проводимости поверхностных путей, но требует осторожности из-за риска коррозии.

4. Конструкция и материалы модуля. Качество стекла (содержание Na), тип энкапсулянта (проницаемость для ионов, химическая стабильность), тип кремния (p-type более подвержен, но и лучше восстанавливается; n-type менее подвержен) и качество пассивирующего слоя влияют как на восприимчивость к PID, так и на способность к восстановлению.

Практическая реализация методов восстановления разделяется на 2 вида:

6. In-situ (восстановление в системе):

PID-инверторы/контроллеры. Некоторые современные инверторы имеют встроенную функцию "PID recovery". Ночью или в периоды низкой генерации они прикладывают положительное напряжение ко всей цепочке модулей относительно земли.

Внешние PID-боксы. Устройства, подключаемые между цепочкой модулей и инвертором или землей, которые периодически прикладывают восстанавливающее напряжение к цепочке.

7. Ex-situ (восстановление вне системы):

Стационарные стенды. Модули демонтируются и помещаются в специальные камеры или стенды, где к ним прикладывается контр-напряжение в контролируемых условиях температуры и влажности для ускорения процесса. Этот метод наиболее эффективен для сильно деградировавших модулей.

Портативные PID-тестеры/восстановители. Компактные устройства для поштучной обработки модулей в полевых или складских условиях.

2.4.2 Деградация, вызванная высокой температурой и светом

Деградация, индуцированная светом и повышенной температурой (Light and elevated temperature-induced degradation, LeTID) — это дефект, обнаруженный компанией Schott Solar AG в 2012 году [91] в полевых условиях при температурах выше 60 °C под воздействием освещения в поликристаллических PERC-элементах. Установлено, что в отличие от BO-LID (бор-кислородной светоиндуцированной деградации), LeTID не связана ни с образованием комплексов бора и кислорода, ни с процессами диссоциации пар железо-бор (FeB). Более того, Hanwha Q Cells GmbH совместно с TU Bergakademie Freiberg пришли к выводу, что LeTID может вызывать до 10 % снижения мощности в период от 100 до 1000 часов эксплуатации [92]. Кроме того, в ряде исследований продемонстрировано, что LeTID также возникает в монокристаллических кремниевых (mono c-Si) p-типа элементах. На сегодняшний день исследователям не удалось установить основную причину как деградации, так и полной регенерации (восстановления).

Как следует из названия, LeTID усугубляется:

- Повышенными рабочими температурами;
- Более высокой интенсивностью света.

В отличие от LID, LeTID может развиваться в течение гораздо более длительного периода времени. Исследования показывают, что скорость развития LeTID в элементе ниже, чем у любого процесса, связанного с комбинацией бора и кислорода [93].

Исследования национальной лаборатории по изучению возобновляемой энергии (NREL) [94] демонстрируют возможность частичного восстановления ФЭМ при поддержании высокой температуры (около 85 °C) и протекании токов короткого замыкания (Рисунок 2.18).

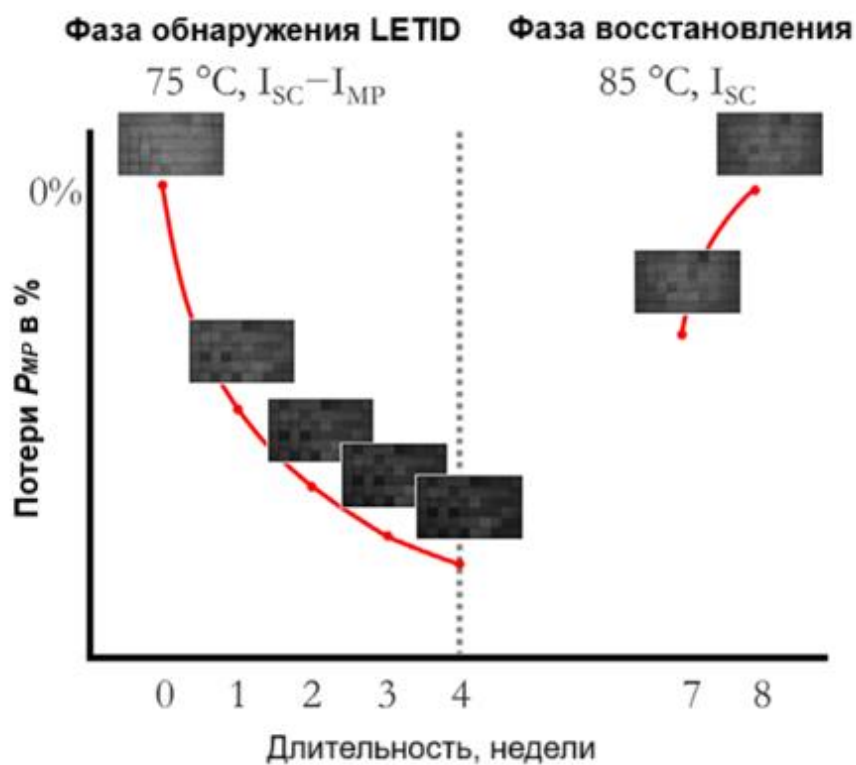


Рисунок 2.18 – Процесс регенерации ФЭМ после воздействия LETID [94]

2.4.3 Воздействие внешних факторов

Обратимым воздействием внешних факторов являются равномерно или частично затеняющие (Рисунок 2.19) лицевую поверхность ФЭМ причины снижения мощности. В таком случае энергетические параметры ФЭМ будут схожи с параметрами при дефектах защитных материалов, но будут носить временный характер до самоустранения или до вмешательства персонала СЭС.

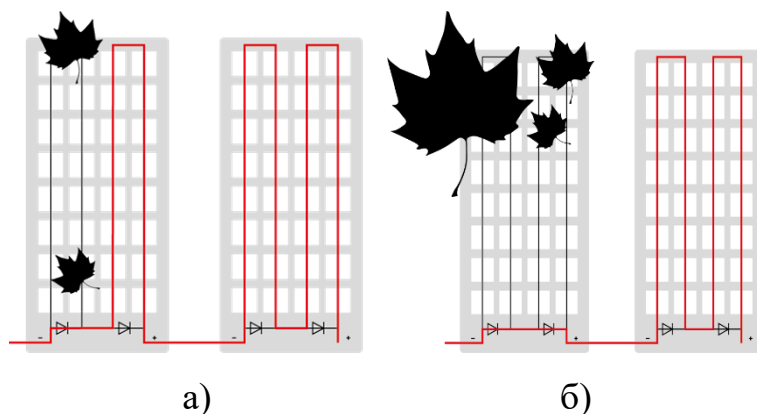


Рисунок 2.19 – Путь движения тока через байпасные диоды при затенении одного ряда ячеек (а) и половины солнечного модуля (б) при их последовательном соединении.

Если известны причины обратимой деградации, то для ее устранения можно применять несложные профилактические меры. Они заключаются в квалифицированном и своевременном мониторинге и техническом обслуживании. Постоянный контроль за работой и параметрами солнечной электростанции и регулярное техническое обслуживание позволит продлить срок службы самой фотоэлектрической системы и всех ее элементов. Не следует допускать загрязнения и затенения поверхности модулей и обледенения в холодные периоды года.

Срок службы фотоэлектрических модулей значительно зависит от условий эксплуатации. Своевременная очистка поверхности модулей от загрязнений позволит избежать преждевременной деградации. Другой причиной снижения мощности модулей является запыление стекла мелкодисперсной пылью, которая обладает высокой адгезией и трудно удаляется с поверхности стекла. Для решения этой проблемы предлагаются различные способы, которые в основном связаны с большими затратами водных ресурсов. Предлагаемые методы сводятся, как правило, к очистке уже запыленных модулей и не решают проблемы кардинально. Устройство для предотвращения запыления солнечных модулей предложено в работах [95, 96]. Защита от загрязнения поверхности ФЭМ заключается в применении тонких электродов, закрепленных над поверхностью модуля, находящихся под высоким напряжением для возможности сбора на них частиц пыли.

Для защиты ФЭМ от перегрева существуют различные способы, которые также связаны с экономическими и энергетическими затратами. В работах [97, 98] исследовалось влияние температуры окружающей среды на производительность солнечных модулей и был предложен способ защиты от перегрева поверхности модулей с помощью голографической пленки. При использовании пленки инфракрасная составляющая солнечного спектра за счет специального металлизированного слоя отражается, а оставшийся диапазон излучения, преломляясь во внутренней структуре пленки в виде призмаконов, в концентрированном виде проникает на фотоэлемент, повышая тем самым генерацию модуля.

Выводы по Главе 2

Анализ литературных источников показал, что рассмотренные виды деградации имеют как обратимый, так и необратимый характер. Было установлено, что деградации подвержены абсолютно все ФЭМ, однако на частоту появления тех или иных неисправностей оказывает существенное влияние качество выбранных материалов для производства ФЭМ, а также технология производства фотоэлектрических элементов.

Анализ видов деградации показал, что они имеют отличия, которые можно наблюдать визуально при осмотре, а также с помощью инфракрасной и термальной камер. Кроме визуальных признаков деградации, для определения причины можно использовать вольт-амперную характеристику, форма которой меняется в зависимости от протекающих в ФЭМ процессов.

Отслеживание обратимых видов деградации требуется для поддержания эффективности ФЭМ в часы генерации. Необратимые виды деградации могут не только влиять на один ФЭМ, но и на соседние модули при возникновении таких явлений. Это означает, что отслеживание необратимых видов деградации требуется не только для поддержания эффективности, но и минимизации ущерба от данного явления.

Визуальные обследования ФЭМ влекут за собой трудозатраты и их проведение необходимо только при наличии признаков деградации. Для первичного определения деградации возможно применение анализа ВАХ, как метода, позволяющего сузить круг возможных проблем.

ГЛАВА 3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕГРАДАЦИИ

3.1 Основные требования к модели

Рассмотренные в предыдущей главе виды деградации имеют свои характерные особенности, которые выделяются на вольт-амперных характеристиках. Отсутствие статистических данных по видам деградации, а также их небольшая глубина исследования создают трудности при математическом моделировании комбинированного влияния нескольких видов на форму ВАХ. В связи с этим необходимо иметь возможность проведения измерений на нескольких видах моделей.

При проведении анализа видов деградации было установлено, что существующие математические модели имеют некоторые отличия от данных, полученных с реальных фотоэлектрических модулей. Идеальность форм графиков, получаемых на математических моделях, не дает полного понимания процессов, протекающих в ФЭМ. Однако, математические модели имеют отличную гибкость в изменении формы ВАХ, выраженную в изменении в больших диапазонах параметров, представляющих интерес для нашего исследования. Таким образом, чтобы иметь возможность сравнения данных математической модели с реальными графиками ВАХ в идентичных условиях, в качестве второй модели была выбрана физическая модель с использованием реального ФЭМ.

При моделировании процессов деградации необходимо учитывать следующие условия:

- 1) Изменение освещенности;
- 2) Изменение температуры;
- 3) Частичная затененность лицевой поверхности модуля;
- 4) Состояние компонентов ФЭМ;
- 5) Изменение сопротивлений в различных участках модуля;
- 6) Потенциально-индуцированная деградация.

Для построения выбранных моделей был использован ФЭМ BSP 32-100, параметры которого указаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры фотоэлектрического модуля BSP 32-100

Параметр	Условное обозначение	Значение параметра
Напряжение холостого хода	U_{XX}	19,2 В
Ток короткого замыкания	$I_{KЗ}$	6,68 А
Напряжение в точке максимальной мощности	U_{MM}	16 В
Ток в точке максимальной мощности	I_{MM}	6,25 А
Температурный коэффициент по току	K_I	0,036 %/°C
Температурный коэффициент по напряжению	K_U	- 0,31 %/°C
Температурный коэффициент по мощности	K_P	- 0,38 %/°C

3.3 Физическое моделирование процессов деградации

Рисунок 3.1 демонстрирует график ВАХ выбранного модуля при стандартных условиях тестирования. Значения основных точек указаны в таблице 3.2.

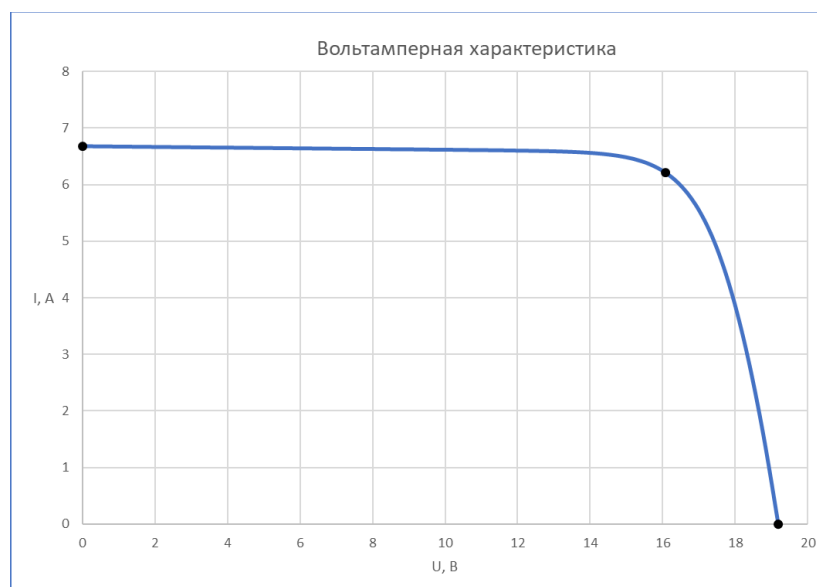


Рисунок 3.1 – Вольт-амперная характеристика ФЭМ BSP 32-100 при СУИ

Таблица 3.2 – Параметры фотоэлектрического модуля BSP 32-100, полученные при моделировании

Параметр	Условное обозначение	Значение параметра
Напряжение холостого хода	$U_{ХХ}$	19,18 В
Ток короткого замыкания	$I_{КЗ}$	6,67 А
Напряжение в точке максимальной мощности	$U_{ММ}$	16,08 В
Ток в точке максимальной мощности	$I_{ММ}$	6,2 А

График ВАХ на рисунке 3.1, полученный выбранной нами методикой, показывает совпадение с паспортными данными с максимальным отклонением 0,8 %.

3.3.1 Описание схемы экспериментальной установки

Перед построением экспериментального стенда необходимо определить основные составляющие. Для проведения испытаний в условиях окружающей среды стенд должен состоять из трех элементов: испытуемого образца, имитатора неисправностей, измерительного устройства (Рисунок 3.2)



Рисунок 3.2 – Структурная схема экспериментальной установки

Используемый образец ФЭМ (Таблица 3.1), согласно требованиям, должен содержать в своей конструкции 2 шунтирующих диода Шоттки, а также иметь возможность включать сопротивления и создавать разрывы цепи в различных участках для имитации деградации и других неисправностей (Рисунок 3.3).

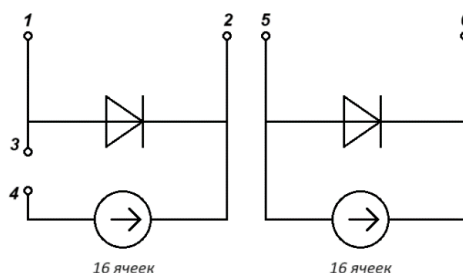
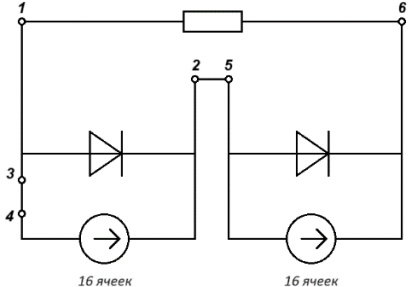


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема испытуемого образца на базе ФЭМ

Указанные выводы (Рисунок 3.3) позволяют включать сопротивления и создавать разрывы в различных участках цепи согласно требованиям. К выводам 1 и 6 подключаются измерительные приборы, а также шунтирующее сопротивление, являющееся эквивалентным для всего ФЭМ.

Таблица 3.3 – Схемы сборки испытуемого образца ФЭМ и соответствующие им виды неисправностей

№ п/п	Схема сборки, имитирующая неисправность	Возможные виды неисправностей
1		Неисправности отсутствуют. ФЭМ работает в штатном режиме.
2		Имеются проблемы с контактными соединениями между последовательно соединенными модулями
3		Наличие трещин в ячейках; Коррозия контактных соединений [78]
4		Повреждение шунтирующего диода Шоттки (режим обрыва цепи)
5		Повреждение шунтирующего диода Шоттки (режим пробоя)

6		Качество ячеек
---	---	-----------------------

3.3.2 Построение испытываемого образца

Для экспериментальной оценки предлагаемой методики был использован ФЭМ (параметры модуля указаны в таблице 3.2). Поскольку модуль в своей конструкции имеет один шунтирующий диод, который не работает при работе модуля без соединения в последовательную цепь с другими ФЭМ, то нами было внесено изменение в конструкцию и был добавлен второй шунтирующий диод. Также была добавлена возможность подключения сопротивлений в различные участки ФЭМ для имитации различных процессов, влияющих на снижение мощности (Рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Экспериментальная установка на базе ФЭМ BSP 32-100

Для получения графиков вольт-амперных характеристик существует множество устройств. Нами была выбрана плата-расширение IV Swinger 2.0 для отладочного комплекса Arduino Uno (Рисунок 3.5) [99].



Рисунок 3.5 – Устройство для снятия ВАХ ФЭМ IV Swinger 2.0 [99]

3.2 Математическое моделирование процессов деградации

3.2.1 Обзор существующих математических моделей ФЭМ

Основными факторами внешней среды, влияющими на состояние ФЭМ, являются освещенность и температура модулей, влияние которых на выходную мощность давно известно и выражено в ряде математических моделей, подробный анализ которых приводится в [100].

Для исследования процессов деградации моделируемая ВАХ должна принимать различные формы таким образом, чтобы изменение формы графика имело прямую связь с изменяемым параметром, связанным с деградацией.

На данный момент предлагается несколько видов моделирования ВАХ модулей: эмпирические модели, приближенные модели ФЭМ и модели на основе схем замещения.

Эмпирические модели ФЭМ зачастую используются для обработки экспериментальных данных ВАХ и получения конечной функции такого графика. В качестве примеров таких моделей можно выделить несколько работ. В работе А.Н. Гаевской [101] используется кусочно-полиномиальная аппроксимация ВАХ ФЭМ в отсутствии затенения с точками сшивания аппроксимант (Рисунок 3.6), а также на примере двухступенчатой ВАХ приводится пример использования данного метода для случаев частичного затенения модулей.

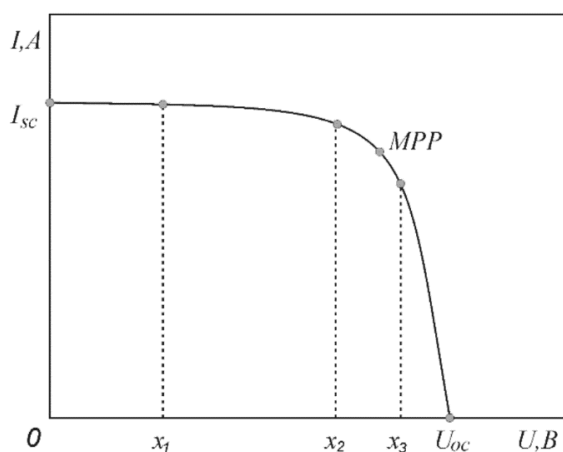


Рисунок 3.6 – Разбиение ВАХ полностью освещенного ФМ на характерные участки для аппроксимации [101]

В качестве способа получения функции графика ВАХ также предлагают использование кривой Безье [102, 103]. В работе R. Szabo и A. Gontean [102] рассматривается возможность применения кривой Безье для аппроксимации измеренных результатов ВАХ. Для аппроксимации авторами предлагаются к использованию сращивание кривых Безье с прямыми на прямолинейных участках ВАХ или трех кривых для получения графика (Рисунок 3.7), который имеет хорошую сходимость с результатами измерения (ошибка составляет около 1%).

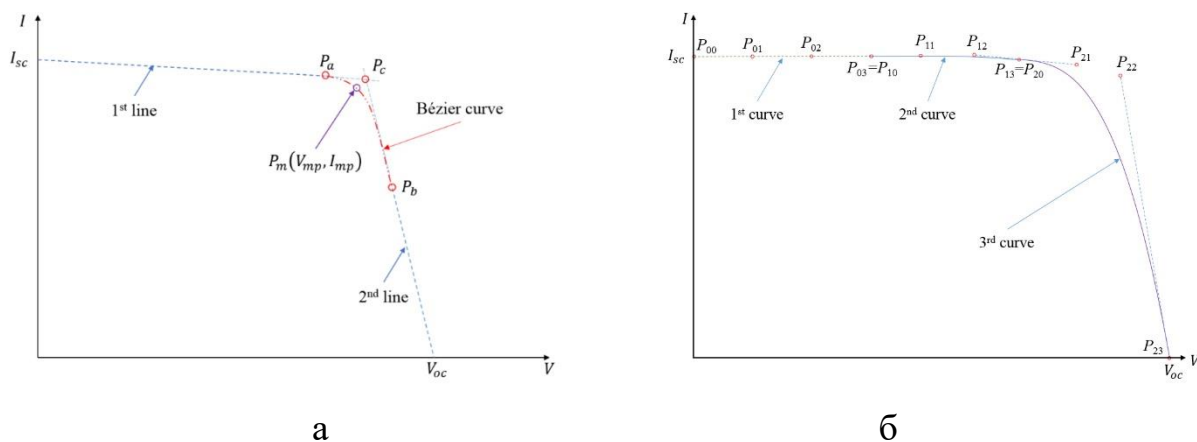


Рисунок 3.7 – Аппроксимация графиков ВАХ с использованием: а) одной кривой Безье и двух прямых; б) трех кривых Безье [102]

Основным преимуществом данного моделирования, как указывают авторы, является использование всего 10 измеренных точек, что позволяет сократить размер хранимых данных.

В работе [103] авторов M. Louzazni и S. Al-Dahidi по применению кривой Безье рассматривается использование одной кривой для построения графика по имеющимся данным при помощи алгоритма де Кастелье (Рисунок 3.8), который позволяет определить значение кривой в любой точке без использования функций Бернштейна [104].

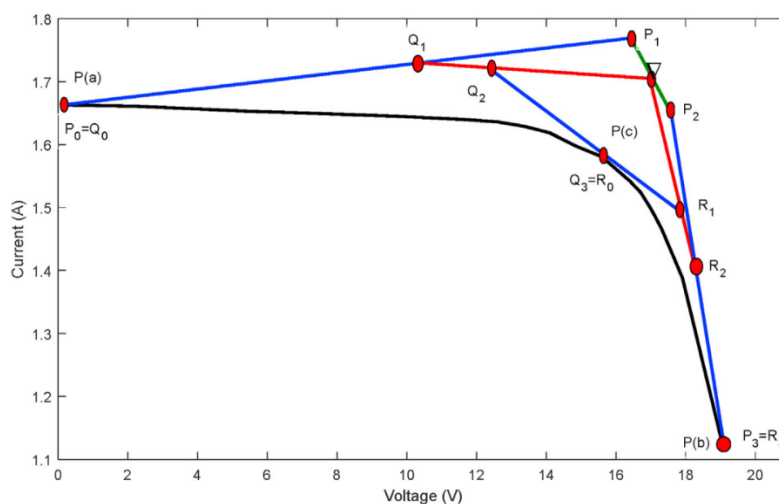


Рисунок 3.8 – Геометрическая интерпретация алгоритма де Кастелье для поиска произвольного значения точки на графике ВАХ, построенном при помощи кривой Безье [103]

Одним из новых методов аппроксимации графиков ВАХ является методика Olayiwola TN, Choi S-J, основанная на применении суперэллипса [105]. Авторы отмечают высокую скорость определения точки максимальной мощности. Однако, форма кривой, построенной данным методом, на данный момент, существенно отличается от формы ВАХ реальных ФЭМ и имеет только 3 основные общие точки (короткого замыкания, холостого хода и максимальной мощности), что сильно сужает область применения определения параметров ФЭМ таким способом. Исследования данного вопроса являются свежими и в данный момент для построения кривой используются значения трех точек паспортных данных или полученных данных из опыта, а также отсутствует связь с параметрами окружающей среды и внутренними сопротивлениями.

Из недостатков применения эмпирических моделей ФЭМ для моделирования различных процессов деградации можно отметить, что:

1. отсутствует видимая связь между полученной функцией, внутренними параметрами ФЭМ и параметрами окружающей среды;
2. существует сложность в разработке универсального алгоритма моделирования ВАХ при различных параметрах ФЭМ.

В отличие от эмпирических моделей ФЭМ, модели на основе схем замещения представляют собой понятные в вычислениях одно- или двух-диодные схемы замещения (Рисунок 3.9 и Рисунок 3.10 соответственно) [106–108]. Также стоит отметить о существовании трехдиодных схем замещения [109, 110], однако на практике их применяют крайне редко. При решении задач по моделированию ФЭМ

Схемы замещения с использованием одного диода являются самыми распространенными в построениях моделей ФЭМ. Диод на схеме показывает наличие обратного тока насыщения, а сопротивления показывают неидеальность конструкции [113].

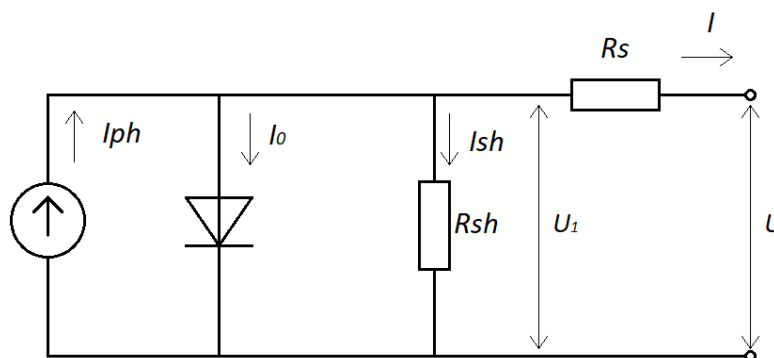


Рисунок 3.9 – Однодиодная схема замещения фотоэлектрического элемента

Одно-диодная схема замещения описывается следующим уравнением:

$$I(U) = I_L - I_{VD} - I_{SH}, \text{ A}, \quad (3.1)$$

где I_L – ток, генерируемый светом или фототок, А; I_{VD} – ток диода, А; I_{SH} – ток утечки, А.

Данная схема замещения отлично подходит для моделирования процессов, где необходимо учитывать изменение внешних и внутренних параметров модулей, но если требуется высокая точность сходства с реальными ФЭМ на всем диапазоне освещенностей и температур, то лучше использовать двух-диодную схему замещения (Рисунок 3.10).

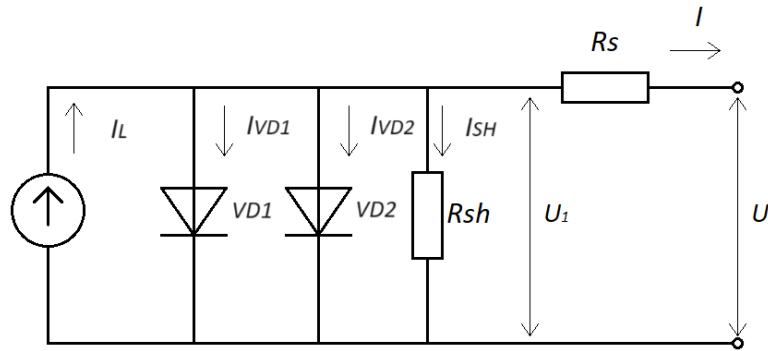


Рисунок 3.10 – Двухдиодная схема замещения фотоэлектрического элемента

Схема замещения ФЭМ с двумя диодами описывается уравнением 3.2.

$$I(U) = I_L - I_{VD1} - I_{VD2} - I_{SH}, A, \quad (3.2)$$

где I_L – ток, генерируемый светом или фототок, А; I_{VD1} – ток диода 1, А; I_{VD2} – ток диода 2, А; I_{SH} – ток утечки, А.

В представленных схемах замещения (Рисунок 3.9 и Рисунок 3.10) сопротивление шунта зависит только от состояния ячеек модуля, изменение которого может служить о проблемах с ячейками. Такое сопротивление рассматривается только с линейной характеристикой его значения согласно уравнениям 3.1, 3.2. Поскольку при потенциально-индуцированной деградации токи утечки зависят от напряжения системы и их значение растет вместе с увеличением действующего напряжения нелинейно, что показывают исследования данного вида деградации, то необходимо подобрать такую функцию, которая будет влиять на токи утечки в зависимости от напряжения модуля как нелинейное сопротивление (Рисунок 3.11).

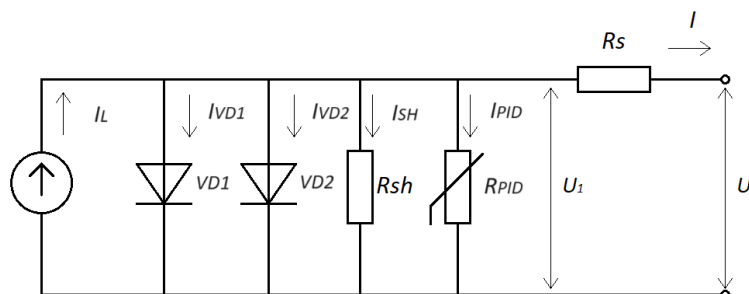


Рисунок 3.11 – Двухдиодная схема замещения фотоэлектрического элемента с учетом влияния PID-деградации

Исследования потенциально-индуцированной деградации [84, 112] показывают, что, когда ток утечки в землю достигает больших значений, заметно меняющих форму графика ВАХ, прямолинейный участок графика, наклон которого показывает изменение шунтирующего сопротивления, становится закругленным. Это может говорить о нелинейном характере сопротивления герметизирующего материала модуля, которое зависит от напряжения, так как данный вид деградации возникает при работе модулей на высоких значениях напряжения (до 1500 В).

В связи с этим, уравнение 3.2 принимает следующий вид:

$$I(U) = I_L - I_{VD1} - I_{VD2} - I_{SH} - I_{PID}, \text{ А}, \quad (3.3)$$

3.2.2 Построение математической модели

Построение математической модели для двух-диодной схемы замещения необходимо начать с определения всех составляющих тока. Фототок представляет из себя максимальный ток, который может сгенерировать ФЭМ при данных условиях освещенности и температуры модуля. В расчетах такой ток определяется при известных значениях тока короткого замыкания модуля при СУИ и определяется выражением 3.4.

$$I_L = I_{K3(CYU)} \cdot \left(1 + \frac{K_i \cdot (T - T_{CYU})}{100} \right) \cdot \frac{G}{G_{CYU}}, \text{ А}, \quad (3.4)$$

где $I_{K3(CYU)}$ – паспортные значения тока короткого замыкания при СУИ, А; K_i – температурный коэффициент по току, %/°C; T – температура ФЭМ, °C; $T_{CYU} = 25$ °C – температура при СУИ, G – энергетическая освещенность ФЭМ (облученность [111]), Вт/м², $G_{CYU} = 1000$ Вт/м² – освещенность при СУИ.

Ток в диоде VD для одно-диодной схемы определяется уравнением Шокли:

$$I_{VD} = I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot (U + I \cdot R_S)}{A \cdot k \cdot T \cdot n} \right) - 1 \right], \text{ А}, \quad (3.5)$$

где I_0 – обратный ток насыщения диода, А; $q = 1,60217662 \cdot 10^{-19}$ Кл – заряд электрона; U – напряжение на нагрузке, В; $k = 1,380649 \cdot 10^{-23}$ Дж/Кл – постоянная

Больцмана; A – фактор идеальности диода; T – температура, К; n – количество ячеек.

Обратный ток насыщения диода принято определять согласно уравнению 3.6.

$$I_0 = I_{0(\text{СУИ})} \cdot \left(\frac{T}{T_{\text{СУИ}}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q \cdot E_g}{k \cdot A} \left(\frac{1}{T_{\text{СУИ}}} - \frac{1}{T} \right) \right], \text{ А}, \quad (3.6)$$

где E_g – ширина запрещенной зоны полупроводника, эВ (для кремния принимается 1,12 эВ); $I_{0(\text{СУИ})}$ – обратный ток насыщения диода при стандартных условиях тестирования, А.

Такое определение тока насыщения является неточным и, в данный момент, к применению предлагается уравнение с учетом температурных коэффициентов по току и напряжению для ФЭМ

$$I_0 = \frac{I_{\text{КЗ}(\text{СУИ})} \cdot \left(1 + \frac{K_i \cdot (T - T_{\text{СУИ}})}{100} \right)}{\exp \left(q \cdot U_{\text{ХХ}(\text{СУИ})} \cdot \frac{1 + \frac{K_u \cdot (T - T_{\text{СУИ}})}{100}}{A \cdot k \cdot T \cdot n} \right) - 1}, \text{ А}, \quad (3.7)$$

где K_u – температурный коэффициент напряжения, %/°С.

Для диодов VD1 и VD2 двухдиодной схемы замещения (Рисунок 3.10) значения также, как и в случае с однодиодной схемой (уравнение 3.5), определяются при помощи уравнения Шокли и имеют следующий вид

$$I_{VD1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q \cdot (U + I \cdot R_s)}{A_1 \cdot k \cdot T \cdot n} \right) - 1 \right], \text{ А}, \quad (3.8)$$

$$I_{VD2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{q \cdot (U + I \cdot R_s)}{A_2 \cdot k \cdot T \cdot n} \right) - 1 \right], \text{ А}, \quad (3.9)$$

где I_{01} – ток, протекающий через неидеальный р-п-переход, А; I_{02} – обратный ток насыщения, определяемый рекомбинацией в области объемного заряда р-п-перехода, А [108], A_1 – фактор идеальности диода VD1, A_2 – фактор идеальности диода VD 2.

Значения фактора идеальности диода для большинства моделей принимаются равными $A_1 = 1$, а $A_2 = 2$ [113]. Однако, есть исследования, где значения уточняются различными методиками. Например, при помощи W-функции Ламберта [114].

Значения I_{01} и I_{02} с учетом температурных коэффициентов по току и напряжению определяются по формуле 3.10 [108].

$$I_{01} = I_{02} = \frac{I_{K3(CYI)} \cdot \left(1 + \frac{K_i \cdot (T - T_{CYI})}{100}\right)}{\exp\left(q \cdot U_{XX(CYI)} \cdot \frac{1 + \frac{K_u \cdot (T - T_{CYI})}{100}}{\frac{A_1 + A_2}{3} \cdot k \cdot T \cdot n}\right) - 1}, \text{ A}, \quad (3.10)$$

Схемы замещения представленные выше используются как для одной ячейки, так и для целого модуля. Отличие заключается в определении величин. При определении тока диода необходимо учитывать количество ячеек, которое обозначают n . Шунтирующее (R_{SH}) и последовательное (R_S) сопротивления для целого модуля является результирующим значением всех ячеек [101].

Для построения ВАХ модуля при стандартных условиях тестирования требуется знать приблизительные значения сопротивлений R_{SH} и R_S . Изменения значений этих сопротивлений будет означать отклонения от стандартных условий работы и указывать на возможные дефекты модулей. Для определения сопротивлений была применена методика с использованием W-функции Ламберта изложенная в [115].

Последовательное сопротивление фотоэлектрического модуля определяется по уравнению 3.11.

$$R_S = a(W_{-1}(b \cdot \exp(c)) - (d + c)), \text{ Ом}, \quad (3.11)$$

где значения a , b , c , d определяются следующими уравнениями:

$$a = \frac{A \cdot U_T \cdot n}{I_{MM}}; \quad (3.12)$$

$$b = -\frac{U_{MM}(2I_{MM} - I_{K3})}{U_{MM}I_{K3} + U_{XX}(I_{MM} - I_{K3})}; \quad (3.13)$$

$$c = -\frac{2U_{MM} - U_{XX}}{A \cdot U_T \cdot n} + \frac{U_{MM}I_{K3} - U_{XX}I_{MM}}{U_{MM}I_{K3} + U_{XX}(I_{MM} - I_{K3})}; \quad (3.14)$$

$$d = \frac{U_{MM} - U_{XX}}{A \cdot U_T \cdot n}, \quad (3.15)$$

где $I_{КЗ}$ – ток короткого замыкания ФЭМ при СУИ, А; $I_{ММ}$ – ток в точке максимальной мощности ФЭМ при СУИ, А; $U_{ХХ}$ – напряжение холостого хода при СУИ, В; $U_{ММ}$ – напряжение в точке максимальной мощности при СУИ, В;

В уравнениях 3.12, 3.14, 3.15 U_T показывает тепловое напряжение, которое определяется

$$U_T = \frac{k \cdot T}{q}, \text{ В.} \quad (3.16)$$

Для определения значения отрицательной ветви W-функции Ламберта $W_{-1}(x)$ было использовано решение с применением бесконечного уравнения [116]. Для повышения точности результата в уравнении 3.17 знаменатель опустил до 10 логарифма.

$$W_{-1}(x) = \ln \frac{-x}{- \ln \frac{-x}{- \ln \frac{-x}{- \ln \frac{-x}{\dots}}}}. \quad (3.17)$$

Вычисление шунтирующего сопротивления модуля выполняется следующим образом [115]

$$R_{SH} = \frac{(U_{ММ} - I_{ММ}R_S)(U_{ММ} - R_S(I_{КЗ} - I_{ММ}) - AU_T)}{(U_{ММ} - I_{ММ}R_S)(I_{КЗ} - I_{ММ}) - AU_T I_{ММ}}. \quad (3.18)$$

Для возможности изменения деградации, вызванной высоким напряжением (PID), мы подобрали следующую функцию

$$I_{PID} = \frac{U}{\left(\frac{R}{U^2} + k\right)}, \text{ А.} \quad (3.19)$$

Путем подбора значения сопротивления R_{PID} и коэффициента k можем добиться формы графика схожей с графиками при экспериментальных PID-деградациях.

3.2.3 Построение модели фотоэлектрического модуля в среде Microsoft Excel

Вольт-амперные характеристики фотоэлектрического модуля были построены в программе Microsoft Excel. Выполнение математической модели в виде программы ЭВМ проводилось на языке Visual Basic for Applications

(ПРИЛОЖЕНИЕ 8). На полученных графиках обозначались точки холостого хода (U_{XX}), короткого замыкания ($I_{KЗ}$) и максимальной мощности (U_{MM} , I_{MM}), были определены их значения. Полученные точки соединяются прямыми линиями: от точки холостого хода до точки максимальной мощности и от точки короткого замыкания до точки максимальной мощности.

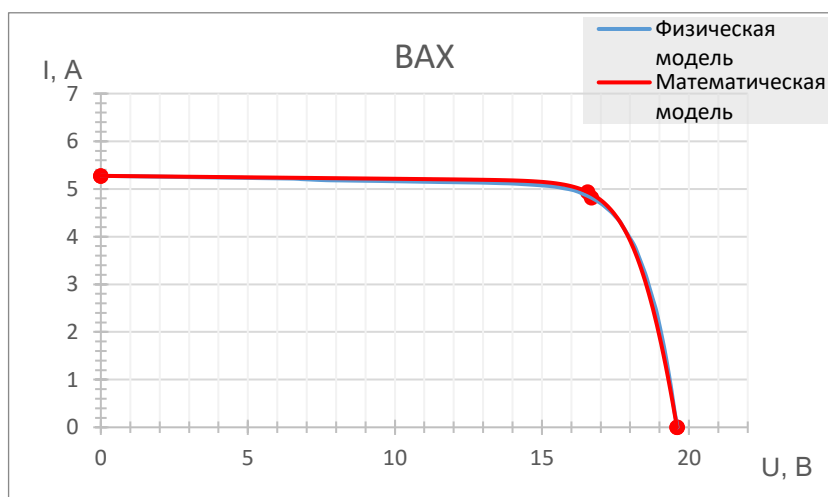
Произведем расчет сопротивлений ФЭМ для построения ВАХ при стандартных условиях тестирования для выбранного фотоэлектрического модуля (таблица 3.1) и занесем полученные данные в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные значения сопротивлений фотоэлектрического модуля BSP 32-100

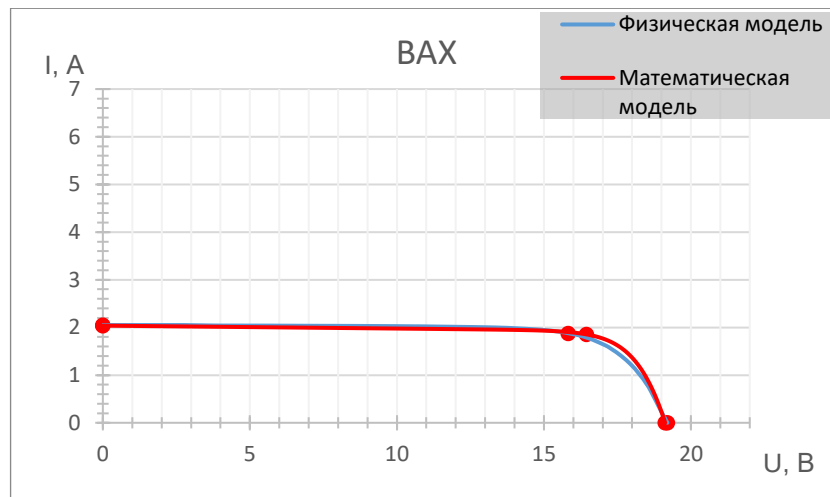
Параметр	Условное обозначение	Значение параметра
Последовательное сопротивление	R_S	0,12 Ом
Шунтирующее сопротивление	R_{SH}	162 Ом

3.4 Анализ полученных результатов

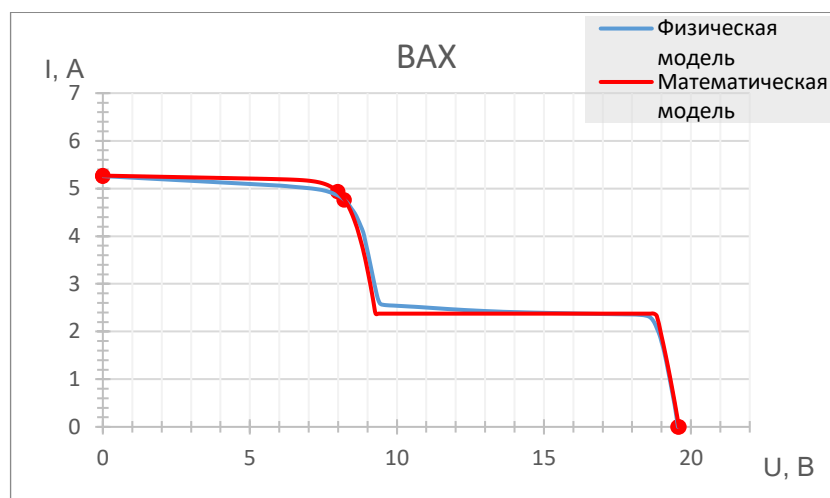
Для проведения оценки работоспособности математической модели, были получены графики ВАХ при аналогичных параметрах окружающей среды для испытуемого образца (Рисунок 3.12)



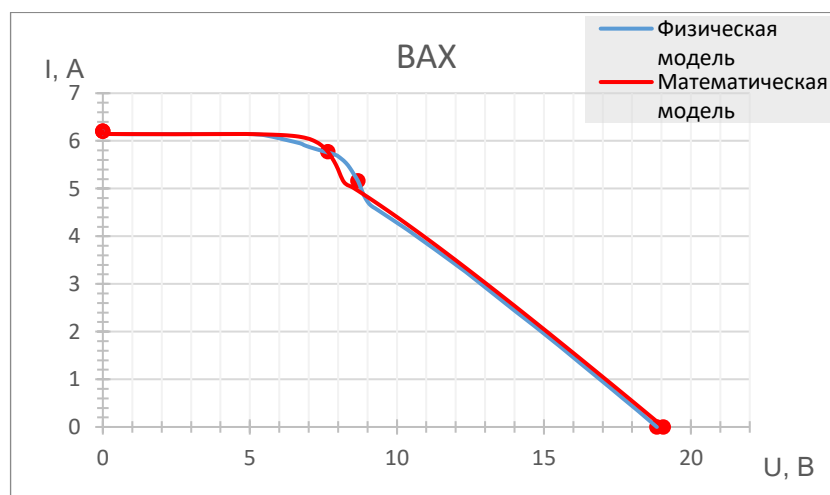
а



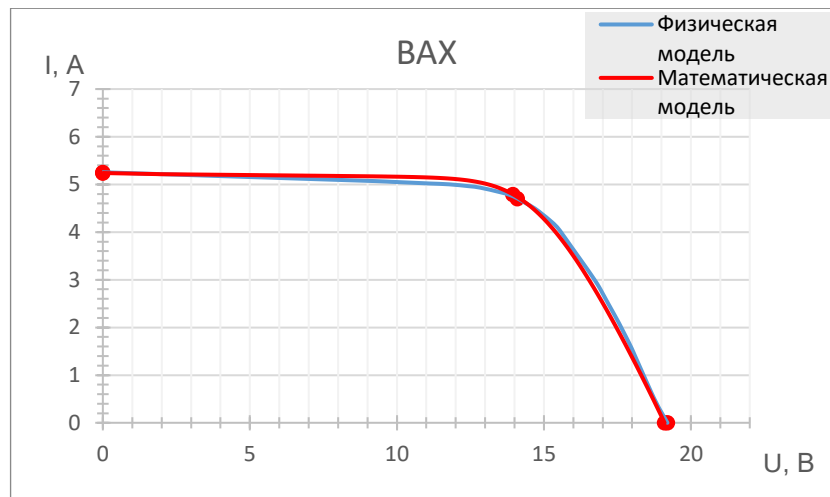
б



в



г



Д

Рисунок 3.12 – Вольт-амперные характеристики испытуемого образца и математической модели для различных условий окружающей среды:

а – $E = 793 \text{ Вт/м}^2$, $T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$;

б – затененный ФЭМ на 50 % при $E = 793 \text{ Вт/м}^2$, $T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$;

в – $E = 307 \text{ Вт/м}^2$, $T = 10 \text{ }^\circ\text{C}$;

г – добавочное последовательное сопротивление $R_s = 1,5 \text{ Ом}$ при $E = 930 \text{ Вт/м}^2$, $T = 26 \text{ }^\circ\text{C}$;

д – добавочное последовательное сопротивление $R_s = 0,5 \text{ Ом}$ при $E = 786 \text{ Вт/м}^2$, $T = 23 \text{ }^\circ\text{C}$

На полученных графиках можно наблюдать схожую форму, но для оценки представляет интерес точка максимальной мощности, которую будем сравнивать (таблица 3.5)

Таблица 3.5 – Сравнение точек максимальной мощности для полученных графиков ВАХ

	а	б	в	г	д
$P_{\text{мм испыт. обр.}}, \text{ Вт}$	80,35	29,74	39,08	44,74	66,27
$P_{\text{мм мат. модель}}, \text{ Вт}$	81,7	30,41	39,34	44,14	66,82
$\left(\frac{P_{\text{мм мат.модель}}}{P_{\text{мм испыт.обр.}}} - 1 \right) \cdot 100\%$	1,7 %	2,25 %	0,67 %	1,34 %	0,83 %

Определенные погрешности измерений для точек максимальной мощности (таблица 3.5) показывают результаты, не превышающие 5 %, что является очень точным показателем. Это позволяет использовать математическую модель в дальнейших исследованиях вместо испытываемого образца при моделировании влияния процессов деградации на вольт-амперные характеристики.

Выводы по Главе 3

Построение испытываемого образца на базе ФЭМ позволило провести опыт с получением различных вольт-амперных характеристик. Изменение внутренних параметров на примере реального ФЭМ позволило наблюдать реакцию модуля, выраженную в изменении формы ВАХ, которая, как было рассмотрено в Главе 2, имеет характерное смещение точки максимальной мощности на графике.

Принципиальные схемы проведения эксперимента являются основой для построения математической модели ФЭМ. Необходимость разработки математической модели связана с необходимостью изменения энергетической освещенности и температуры в произвольных диапазонах значений, чего в условиях открытого воздуха добиться крайне сложно.

Использование двухдиодной схемы замещения в качестве основы математической модели ФЭМ позволяет получить графики, имеющие близкие значения в точках короткого замыкания, максимальной мощности и холостого хода при сравнении с графиками, полученными на испытываемом образце в реальных условиях. Полученная модель в Microsoft Excel позволяет без сторонних программ получать графики в необходимом виде для дальнейшей обработки при проверке работоспособности алгоритма оценки состояния ФЭМ.

Для дальнейшей автоматизации обработки полученных ВАХ необходим алгоритм действий на основе новых и существующих методик, применяемых к графикам, выраженным в виде набора точек. Для этого необходимо решить следующие проблемы:

1. Определить перечень необходимых мероприятий для проведения оценки состояния ФЭМ и определения причины деградации.
2. Упорядочить полученный перечень в логической последовательности для возможной автоматизации.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ

4.1 Концепция алгоритма

Исследование вопроса деградации ФЭМ показало, что в зависимости от конкретной причины снижения мощности, форма графика ВАХ меняется характерно для одной или нескольких причин. Такая особенность позволяет сузить круг при поиске неисправностей в цепи ФЭМ или выявить неисправность без визуального обследования модулей.

Однако, на проведение исследования формы ВАХ в условиях открытого воздуха накладываются ограничения следующими факторами:

3. Энергетической освещенностью;
4. Температурой ФЭМ;
5. Неравномерной освещенностью.

Непостоянство значений этих факторов влияет на мощностные показатели. Так как в лабораторных условиях измерение паспортных характеристик ФЭМ происходят при стандартных условиях испытаний (СУИ), которые устанавливают значение освещенности 1000 Вт/м^2 и температуры солнечного модуля – $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а спектр излучения должен соответствовать коэффициенту воздушной массы воздуха 1,5[], то для определения состояния ФЭМ требуется коррекция полученных данных в условиях открытого воздуха к лабораторным.

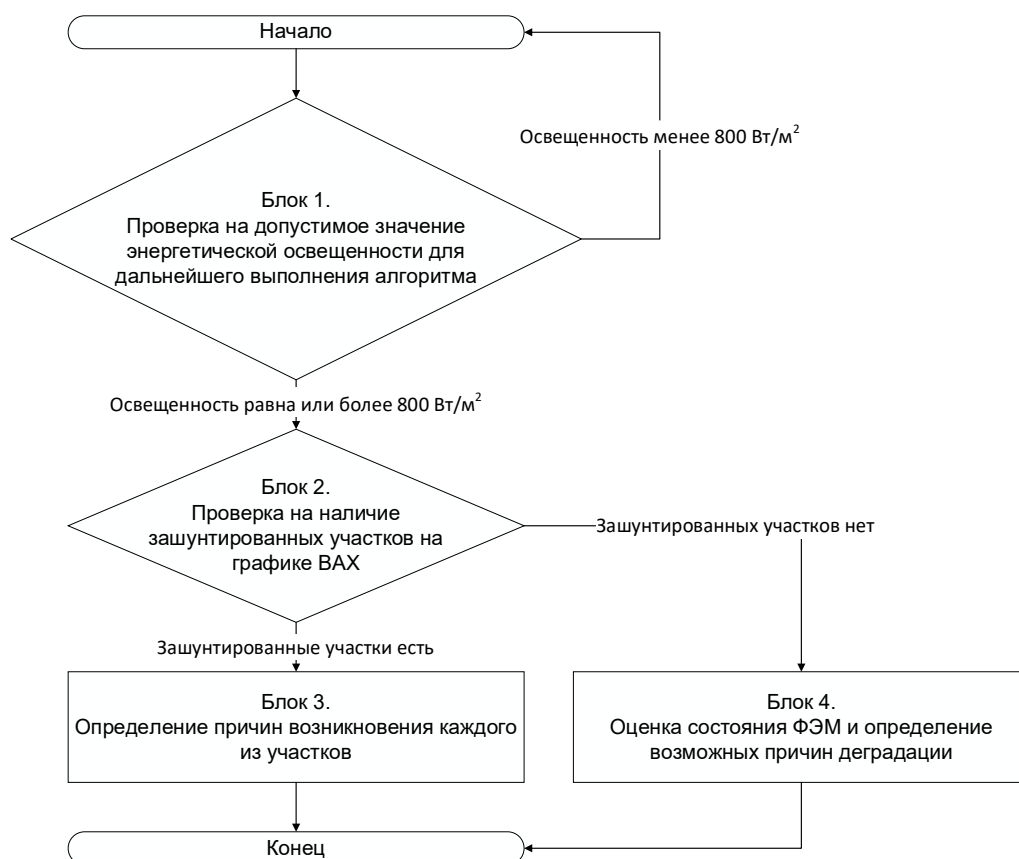


Рисунок 4.1 – Обобщенный алгоритм оценки состояния ФЭМ

Перед проведением коррекции графика требуется убедиться в его пригодности. Открытые шунтирующие диоды создают на графике заметную «ступень», возникающую при затенении соответствующего участка или наличии на данном участке проблем в защитных материалах, или наклонный участок, характерный для больших значений, из-за которых максимальная мощность модуля может снижаться кратно количеству таких открытых диодов. Наличие таких участков на графике затрудняет определение расчетного значения последовательного сопротивления. В прочем, коррекция такого графика теряет смысл из-за выявленной проблемы на первом этапе алгоритма.

Для выполнения оценки состояния ФЭМ можно применить 2 сравнительных метода:

1. Сравнение максимальных мощностей для погодных условий, в которых находится исследуемый модуль в данный момент. В таком случае эталонное значение мощности будет получено путем коррекции паспортного

значения к соответствующим значениям энергетической освещенности и температуры ФЭМ, а значение максимальной мощности исследуемого ФЭМ будет получено путем измерения точки максимальной мощности. Такой способ является неудобным, так как при разных значениях освещенности соотношение двух значений мощностей будет давать разные значения.

2. Сравнение максимальных мощностей при стандартных условиях испытаний. Такой метод сравнения дает более четкую картину по состоянию модуля относительно его паспортной мощности. При проведении такого сравнения основной сложностью является коррекция данных ФЭМ к стандартным условиям испытаний. Существует ГОСТ Р МЭК 60891—2013 «Приборы фотоэлектрические. Методики коррекции по температуре и энергетической освещенности результатов измерения вольт-амперной характеристики», который предлагает к использованию 3 методики по коррекции данных ВАХ, полученных при различных уровнях энергетической освещенности и температуре. Однако, в данном стандарте строго определены условия проведения испытаний на открытом воздухе, что существенно затрудняет внедрение данных методик коррекции в алгоритм оценки.

Состояние модуля является величиной, которая определяется относительно номинальной мощности модуля при стандартных условиях тестирования

$$C = \frac{P_{\text{изм(СУИ)}}}{P_{\text{ном(СУИ)}}} \cdot 100\%, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном(СУИ)}}$ – номинальная мощность ФЭМ при СУИ, Вт; $P_{\text{изм(СУИ)}}$ – измеренная мощность ФЭМ в условиях окружающей среды и приведенная к СУИ, Вт.

Значение максимальной мощности ФЭМ, находящегося в условиях окружающей среды, зависят от двух параметров: освещенности и температуры. Если энергетическую освещенность можно определить при помощи значения тока короткого замыкания с небольшой погрешностью (для этого выполняется обратное решение уравнения 3.4), то определение значения температуры по графику ВАХ является трудоемким процессом и может иметь большую погрешность, которая зависит от количества последовательно соединенных модулей. В связи с этим

требуется определение температуры модуля или группы модулей согласно [46, 117].

Стоит отметить, что возможны случаи деградации ФЭМ, когда значения тока короткого замыкания снижаются, что может дать большую погрешность в определении энергетической освещенности (например потемнение герметизирующего слоя или другие виды деградации, находящиеся в поздней стадии воздействия на элементы ФЭМ). Поэтому стоит учитывать, что конечное значение мощности, полученное после поправки, является минимально возможным, целью которого является демонстрация наличия проблем в модуле и необходимости мероприятий по их устранению.

4.2 Объединение методик обработки данных

4.2.1 Определение энергетической освещенности

Коррекция графика не может быть выполнена при наличии частичного затенения на модуле или других проблем, приводящих к появлению зашунтированных участков.

В таком случае для проведения оценки состояния ФЭМ, а также для определения причины деградации требуется определить последовательность действий с учетом ограничивающих факторов.

Коррекция ВАХ к СУИ возможна при использовании одной из методик, изложенных в ГОСТ Р МЭК 60891 – 2013 «Приборы фотоэлектрические. Методики коррекции по температуре и энергетической освещенности результатов измерения вольт-амперной характеристики». Для выбора методики коррекции требуется рассмотреть каждую из них.

Первая методика представляет собой коррекцию значений токов в каждой точке с учетом освещенности и температуры. Значение напряжений приводится к требуемым путем сложения нескольких линейных зависимостей. Такая методика коррекции является неточной.

В отличие от первой, вторая методика использует при коррекции напряжения, логарифмическую зависимость от освещенности, что является близким к действительному смещению точек на графике при изменении освещенности.

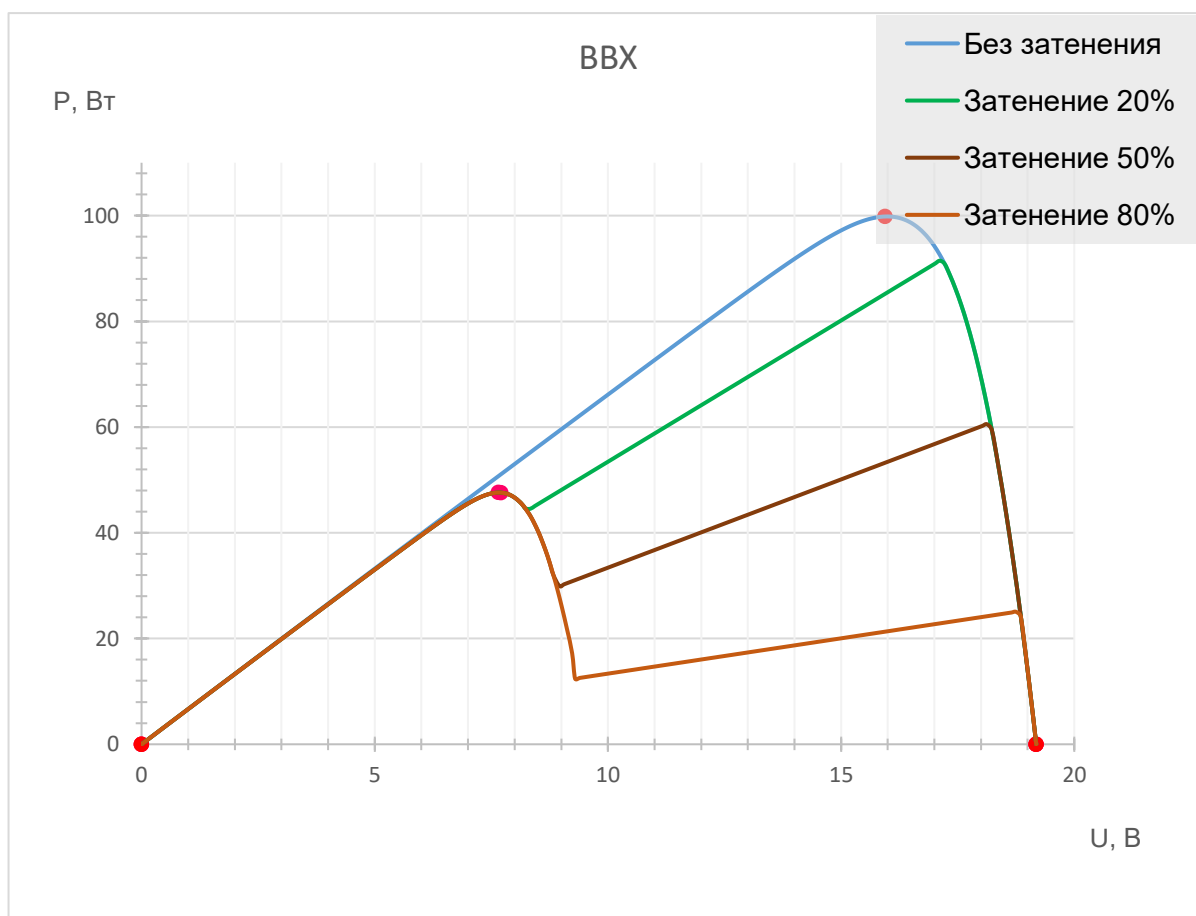
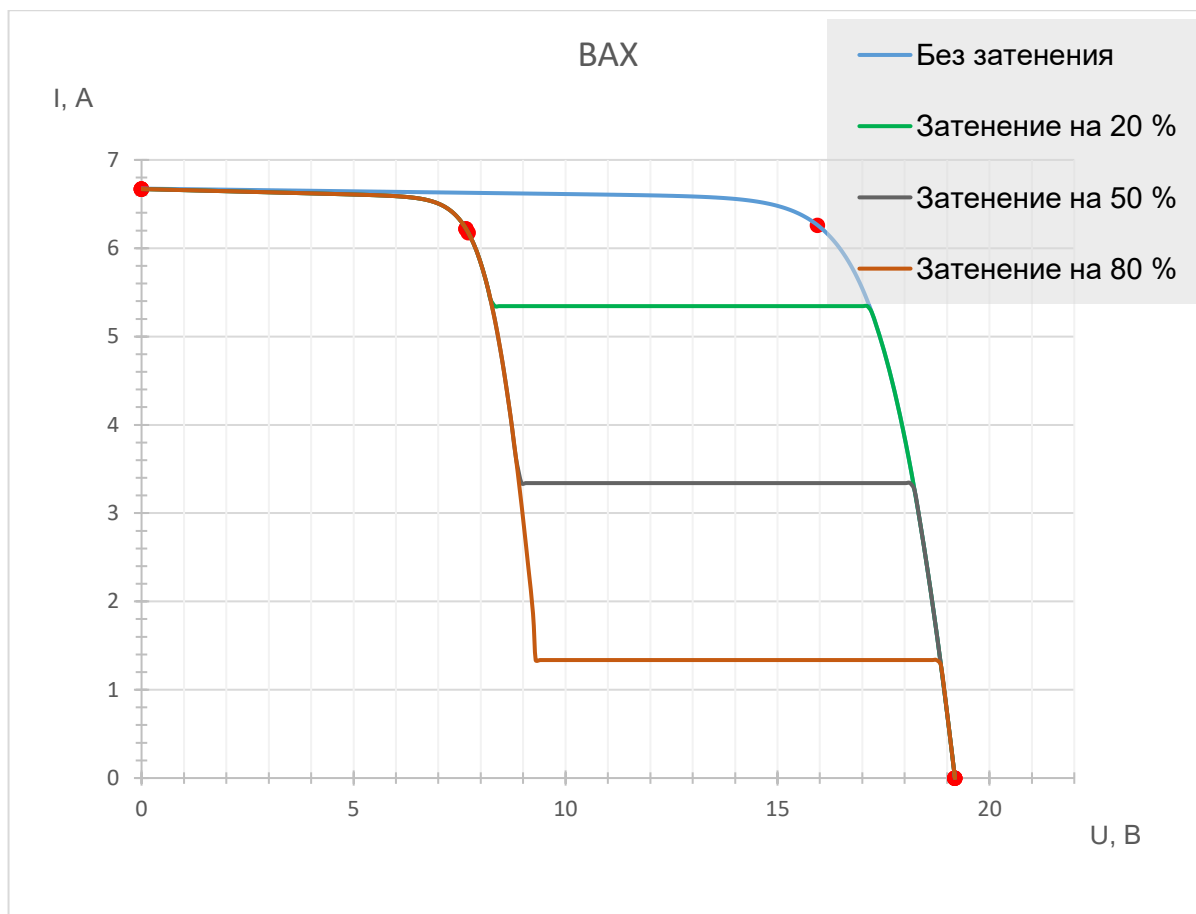
Использование третьей методики требует наличие как минимум двух графиков ВАХ для интерполяции или экстраполяции, полученных при различных значениях энергетической освещенности и температуры. В реальных условиях получение таких графиков требует большого промежутка времени, что создает неудобство при проведении оценки на больших массивах модулей.

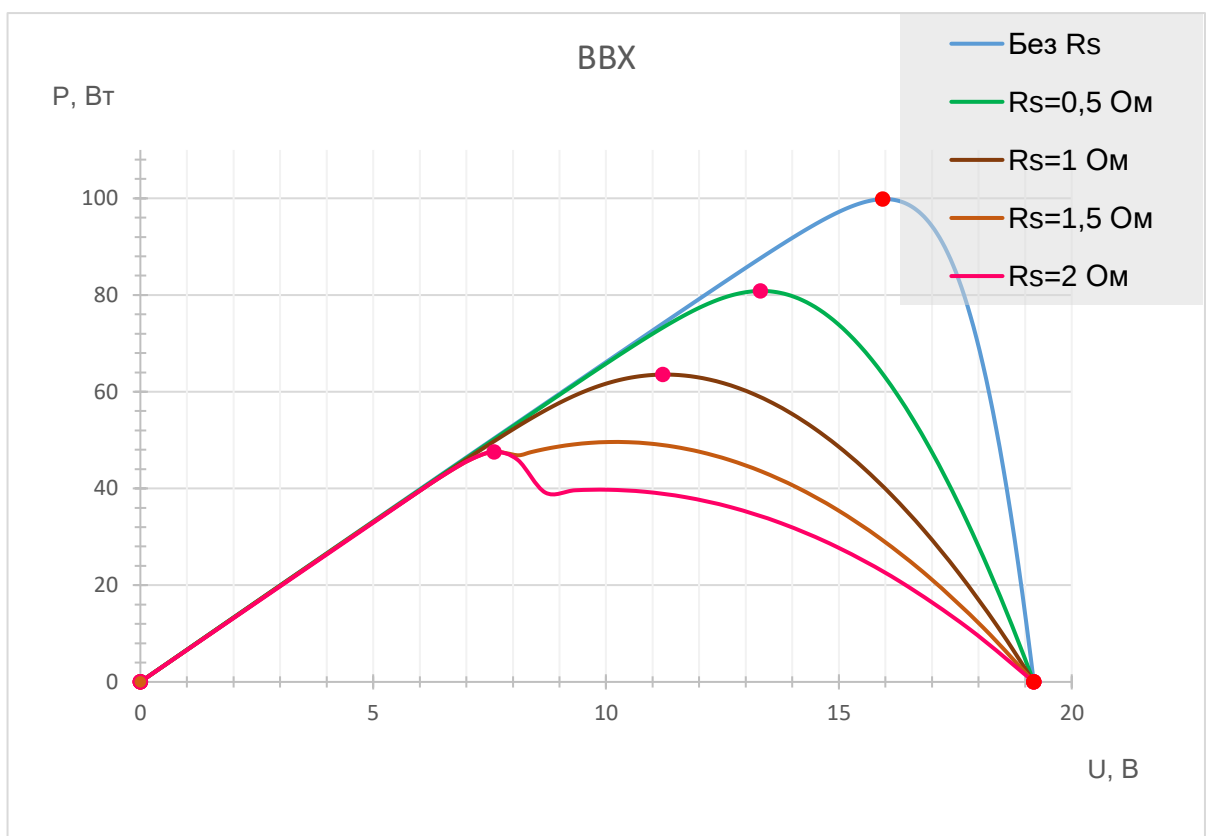
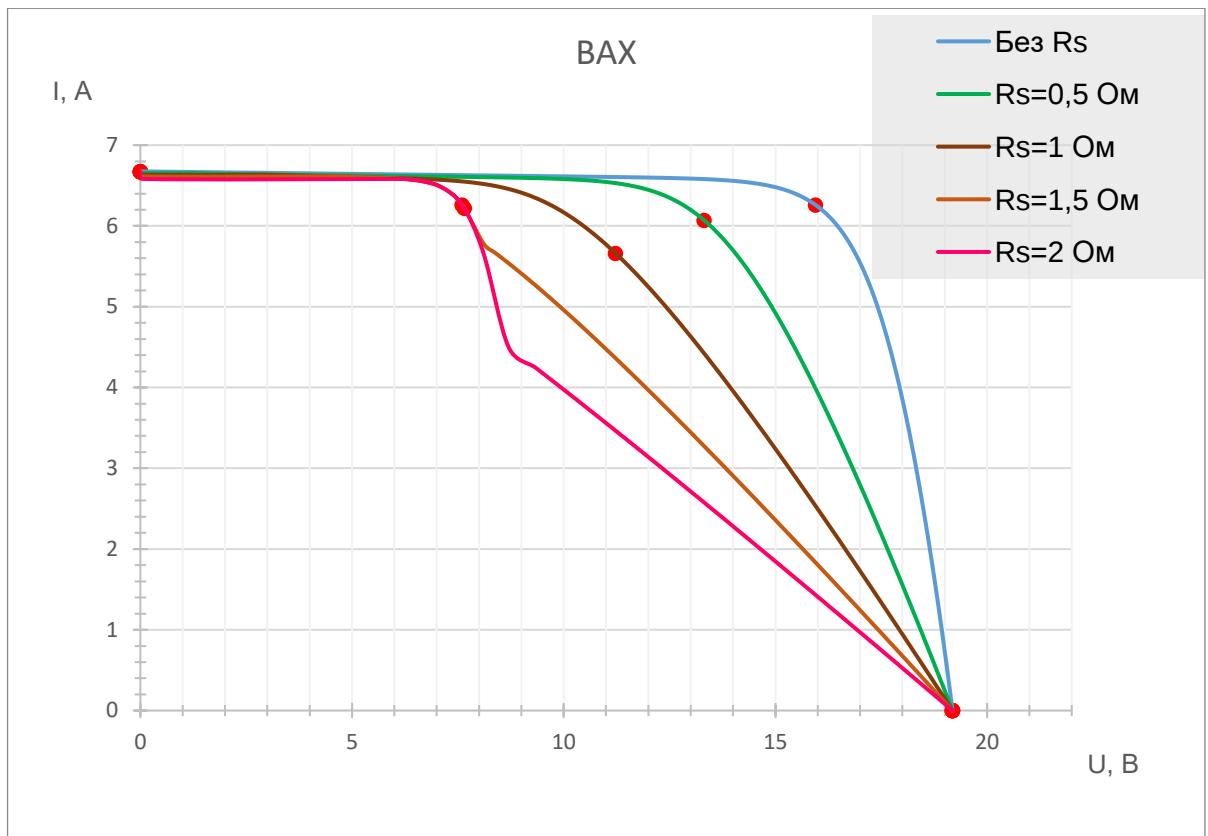
Проанализировав все доступные методики коррекции, было принято решение выбрать методику коррекции 2, так как для текущих значений энергетической освещенности и температуры необходимо использование одной ВАХ, а также при коррекции должна быть высокая точность (отклонение значений максимальной мощности не должно превышать 5 %).

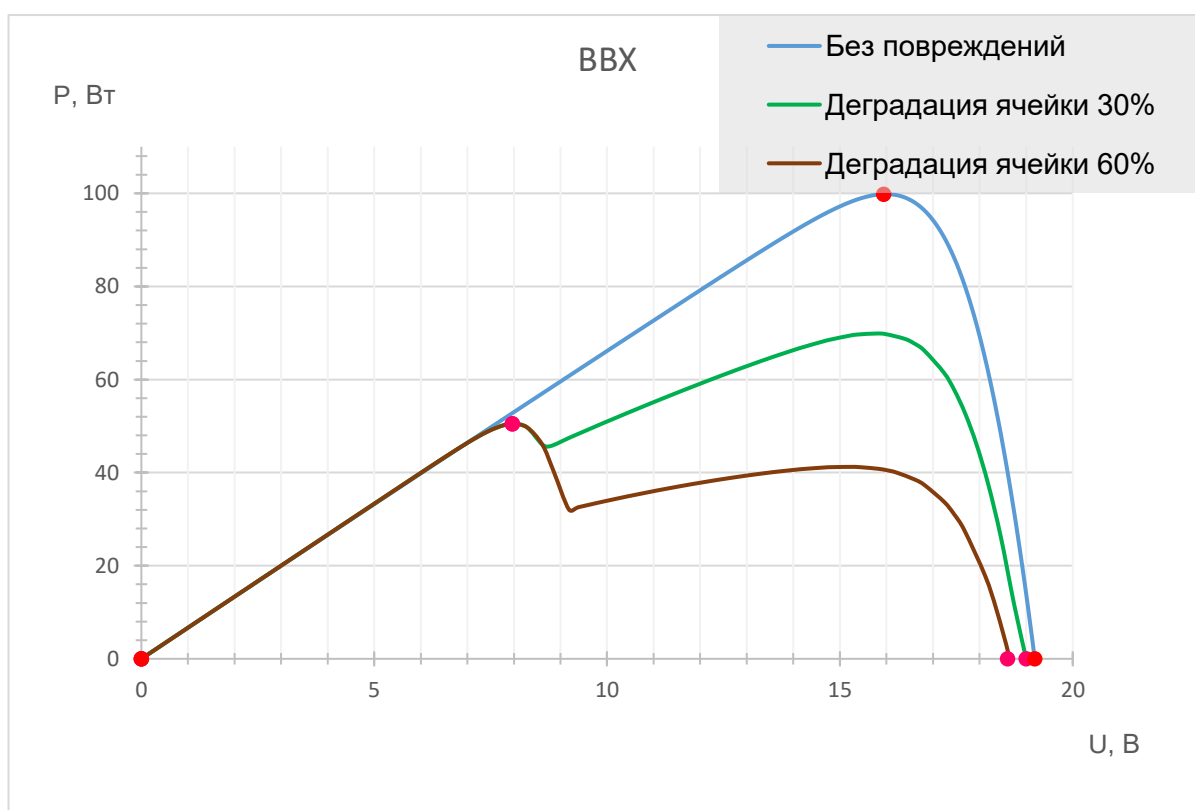
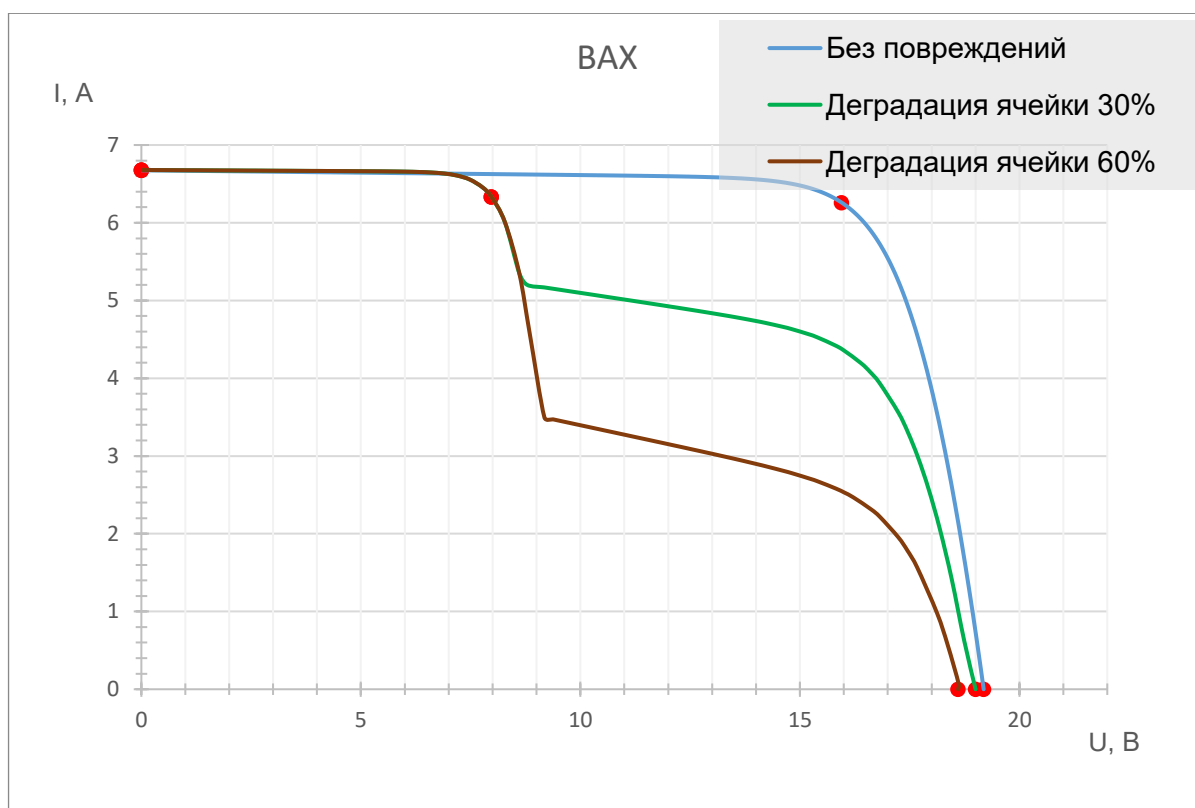
4.2.2 Поиск зашунтированных участков на вольт-амперной характеристике

Следующий блок алгоритма выполняет проверку наличия зашунтированных участков на ВАХ. Здесь рассмотрено 3 возможных случая:

8. Затенение (Рисунок 4.2, а)
9. Рост последовательного сопротивления между ячейками (Рисунок 4.2, б)
10. Отдельно поврежденные ячейки (Рисунок 4.2, в)







В

Рисунок 4.2 – Графики ВАХ и ВВХ для различных случаев: а – частичное затенение; б – увеличенное последовательное сопротивление; в – деградация отдельной ячейки

В таких случаях на графике ВАХ может образоваться ступень, которая возникает при открытии шунтирующего диода. Такие ступени могут делить график на несколько локальных ВАХ со своими точками максимальной мощности на каждом из участков. Определение состояния при таком графике существенно усложняется и для начала необходимо определить возможные причины возникновения таких ступеней.

Если при наличии явных ступеней определить их количество можно путем пошагового сравнения мощностей в каждой точке графика, то при повреждении шунтирующего диода или сильном затенении части ФЭМ может возникнуть неявная ступень, как показано на слайде при затенении 85%, которую стандартным поиском точек максимальной мощности не выявить. Для этого можно использовать первую производную такого графика (рисунок 4.4). Появление экстремумов на графике будет говорить об открытом диоде и дальнейшему разделению графика на участки.

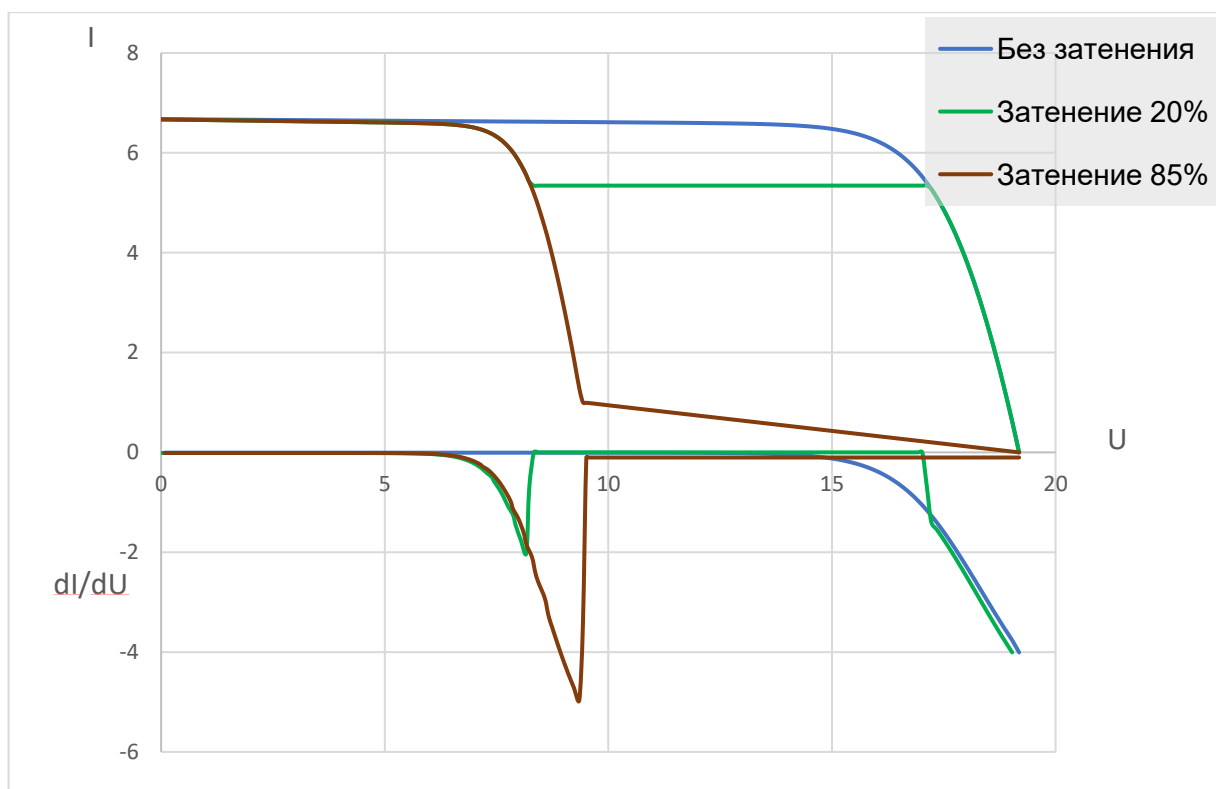


Рисунок 4.3 – Вольт-амперные характеристики ФЭМ и их графики dI/dU

4.2.3 Определение причин возникновения зашунтированных участков

При выявлении зашунтированных участков, выраженных в виде ступеней на графике ВАХ, необходимо разделение такого графика на участки. Это необходимо для определения причин появления каждой из ступеней.

Алгоритм (ПРИЛОЖЕНИЕ 7) позволяет определить такие проблемы, как частичное затенение; деградация отдельных ячеек; состояние шунтирующего диода, близкое к режиму короткого замыкания; нарушение работы контактов между ячейками, выраженное в увеличенном последовательном сопротивлении.

Участок, не попадающий под шунтирование, также может иметь проблемы и на данном участке возможно определение следующих проблем:

1. Частичное затенение ячеек всей цепи последовательно соединенных модулей или состояние одного шунтирующего диода в режиме обрыва цепи на затененном участке;
2. Равномерное загрязнение ФЭМ или их деградация;
3. Деградация отдельных ячеек на участке с шунтирующим диодом, находящемся в режиме обрыва цепи;
4. Несоответствие ожидаемой мощности равномерно освещенных ячеек, вызванное наличием короткозамкнутых шунтирующих диодов;
5. Возможное наличие потенциально-индуцированной деградации.

4.2.4 Определение состояния фотоэлектрических модулей и причин их деградации

При отсутствии на графике ступеней, в работе будут находиться все ячейки ФЭМ. Это говорит о возможности оценки состояния всего массива модулей. Отсутствие ступеней на графике позволяет применить одну из методик приведения графика ВАХ к СУИ согласно ГОСТ Р МЭК 60891.

В настоящее время при определении необходимых последовательного и шунтирующего сопротивления используется метод касательных к графику в точках холостого хода и короткого замыкания. Такой метод является неточным и одним из способов определения сопротивлений можно использовать рассмотренный при

моделировании расчет сопротивлений с использованием отрицательной ветви W-функции Ламберта.

Определение причин деградации происходит при помощи геометрических параметров двух отрезков, проведенных между тремя точками: точкой КЗ и ММ, точкой ХХ и ММ (). При сравнении параметров длины и угла отклонения отрезков для испытуемого ФЭМ и паспортных данных, мы можем определить следующие проблемы:

1. Частичное затенение ячеек всей цепи последовательно соединенных модулей или состояние одного шунтирующего диода в режиме обрыва цепи на затененном участке;
2. Равномерное загрязнение ФЭМ или их деградация;
3. Деградация отдельных ячеек на участке с шунтирующим диодом, находящемся в режиме обрыва цепи;
4. Несоответствие ожидаемой мощности равномерно освещенных ячеек, вызванное наличием короткозамкнутых шунтирующих диодов;
5. Наличие потенциально-индуцированной деградации на измеряемой цепи ФЭМ.

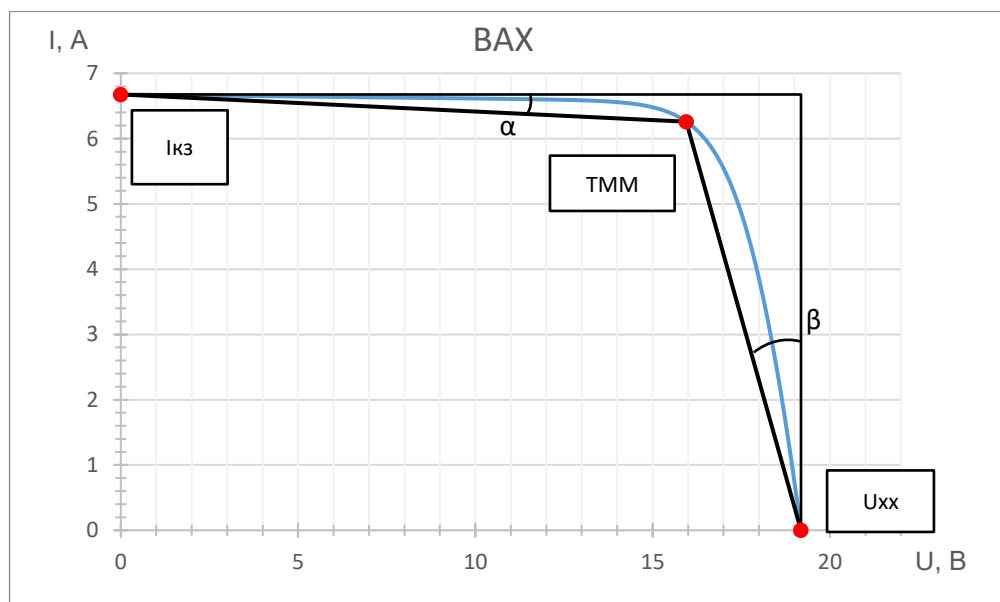


Рисунок 4.4 – Геометрические параметры ВАХ для определения причин деградации

Для применения методики коррекции требуется исключить некоторые из возможных причин. Для начала необходимо исключить возможное частичное затенение ячеек без участия шунтирующих диодов. Для этого согласно алгоритму (Рисунок 4.5).

Далее требуется исключить возможное наличие короткозамкнутых шунтирующих диодов. Для этого применяется сравнение моделируемой формы ВАХ для данных условий и сравниваются значения напряжения холостого хода и напряжения в точке максимальной мощности. При отклонении кратном количеству шунтирующих диодов можно сделать вывод о наличии замкнутых накоротко шунтирующих диодов, что является аварийным режимом работы, так как продолжительная работа ячеек в режиме короткого замыкания приводит к перегреву, что в свою очередь ускоряет деградацию этих ячеек.

Исключив эти неисправности, можно перейти к коррекции графика ВАХ и определению состояния в %. При наличии отклонений от паспортных значений (более 5%), определение причины деградации выполняется с помощью геометрических параметров проведенных отрезков между точками КЗ, ММ и ХХ.

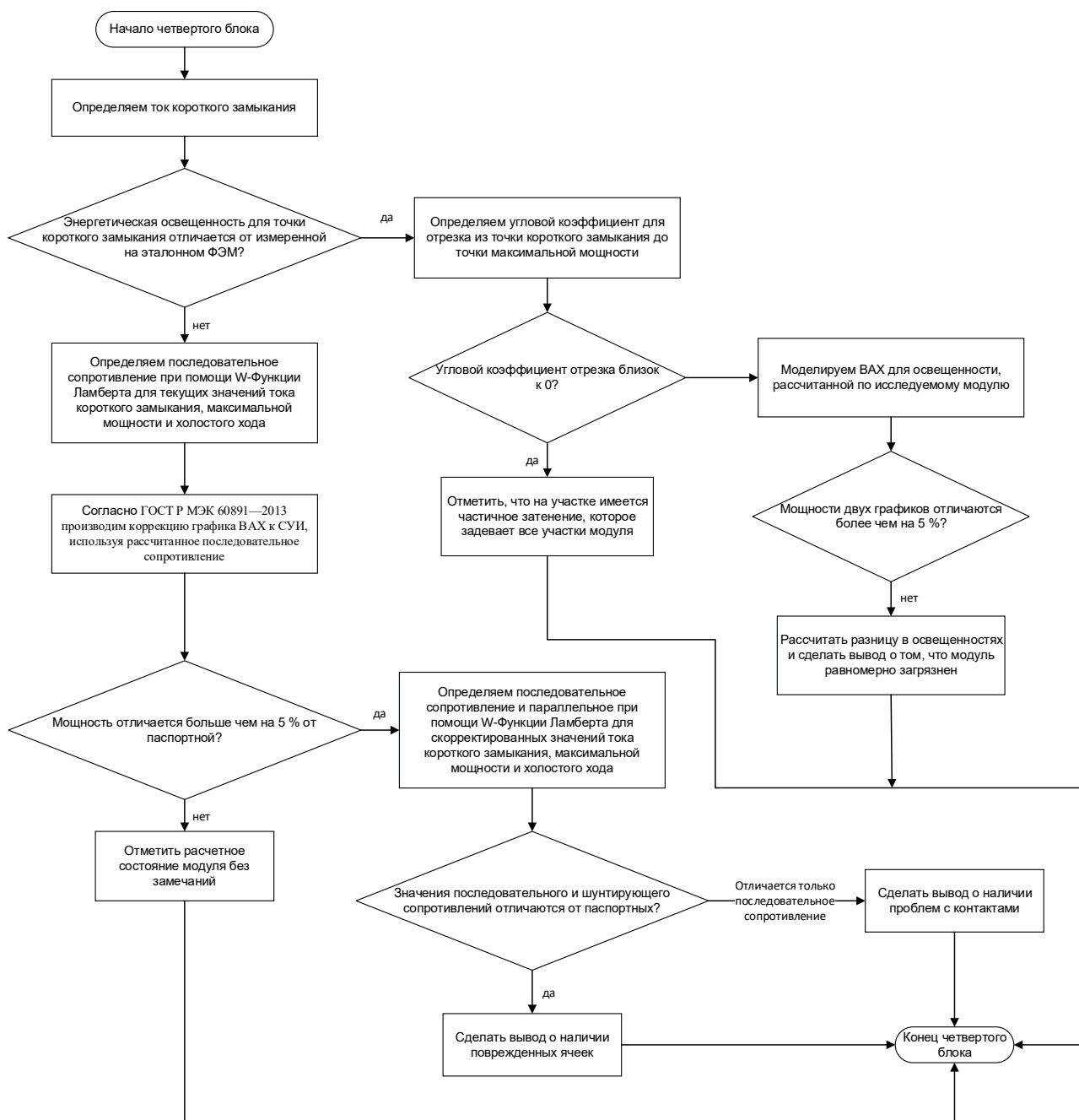


Рисунок 4.5 – Алгоритм определения состояния фотоэлектрических модулей и причин их деградации

4.3 Оценка работы алгоритма

Для определения энергетической освещенности используются различные устройства: пиранометры, пиргелиометры. Неудобством такого использования для нашего исследования является необходимость приведения полученных значений к

углу наклона ФЭМ на местности. ГОСТ Р МЭК 60891 – 2013 «Приборы фотоэлектрические. Методики коррекции по температуре и энергетической освещенности результатов измерения вольт-амперной характеристики» предусматривает использование эталонного ФЭМ в качестве устройства определения энергетической освещенности. Минимальное значение энергетической освещенности должно быть не менее 800 Вт/м² согласно данному стандарту. Поскольку изменение тока короткого замыкания кремниевых ФЭМ имеет линейную зависимость от энергетической освещенности и температуры, что показано на графиках, то согласно ГОСТ Р МЭК 60891 допускается использование ФЭМ в качестве эталона для определения энергетической освещенности. Главным условием, при определении энергетической освещенности таким способом, является компланарное размещение, т.е. в одной плоскости, эталона относительно испытуемого образца (Рисунок 4.6). Освещенность определяется по формуле 4.2 при известных значениях тока короткого замыкания эталонного ФЭМ и значения средней температуры, определяемого по тому же стандарту.

$$E = \frac{I_{\text{кз}} \cdot E_{\text{суи}}}{I_{\text{кз(суи)}}} \cdot \left(1 - \frac{K_i \cdot (T - T_{\text{суи}})}{100} \right), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \quad (4.2)$$



Рисунок 4.6 – Компланарное размещение эталонного и испытуемого ФЭМ для определения энергетической освещенности

Рисунок 4.7 показывает рекомендуемое расположение контрольных точек для определения средней температуры ФЭМ.



Рисунок 4.7 – Размещение точек измерения температуры на ФЭМ

С учетом выполненных условий, ток короткого замыкания эталонного ФЭМ покажет значение энергетической освещенности, поступающей на испытуемый образец, которая не должна быть менее 800 Вт/м^2 по требованию указанного стандарта.

В результате, после обработки данных, полученных при снятии ВАХ, мы получаем заключение с причиной снижения мощности. На основании такого заключения можно сделать вывод о необходимости дальнейшего обследования модулей.

Для полученных ранее вольт-амперных характеристик, при моделировании ФЭМ, была выполнена оценка при помощи разработанного алгоритма. Обработка данных производилась при помощи программы ЭВМ, разработанной на языке Visual Basic for Applications в среде Microsoft Excel (ПРИЛОЖЕНИЕ 9). Результаты обработки данных внесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные значения сопротивлений фотоэлектрического модуля BSP 32-100

График	а	б	в	г	д
Е, Вт/м²	793	793	930	900	307
Т, °С	15	15	26	27	10
Состояние	100 %	Не оценивается	Не оценивается	74,3 %	Не оценивается
Результат	Замечаний нет	Зашунтировано участков: 1. Участок 1 имеет затенение: 51,4%. (необходимо повторное измерение ВАХ для исключения случаев временного затенения) Участок 1 имеет затенение: 51,4%. (необходимо повторное измерение ВАХ для исключения случаев временного затенения)	Зашунтировано участков: 1. Участок 1 имеет высокое сопротивление в цепи ячеек. (необходимо проведение обследования)	Наблюдается рост последовательного сопротивления (необходимо проведение обследования)	Недостаточная освещенность

Выводы по Главе 4

Солнечная энергетика с использованием фотоэлектрических модулей является хорошо изученным и стандартизированным направлением. Благодаря существующим методикам и наличию измерительного оборудования на солнечных электростанциях возможно оценить состояние одного или массива последовательно соединенных ФЭМ.

Однако, определение причины деградации, при ее обнаружении, до сих пор является трудоемким процессом с применением ручной обработки данных. Предложенный алгоритм определения причины деградации позволяет провести первичный анализ состояния ФЭМ при помощи методики [46] и установить возможные причины снижения мощности.

Теоретическое описание работы алгоритма позволило произвести разбиение на основные блоки. Такое разделение существенно упрощает дальнейшую реализацию алгоритма в виде программы ЭВМ.

Практическое применение алгоритма выполнено в среде Microsoft Excel и продемонстрировано на вольт-амперных характеристиках, полученных на математической модели, основанной на реальном ФЭМ. Результаты, получаемые при оценке состояния, показывают состояния модулей, а также причины снижения мощности, при наличии неисправностей.

ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ИЗ-ЗА ДЕГРАДАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ

5.1 Обоснование разработки методики оценки потерь

Определение причины деградации и оценка состояния, выраженная в процентах от номинальной мощности, показывает только техническое состояние модулей. Однако при эксплуатации необходимо знать экономические потери, вызванные деградацией, которые покажут экономическую целесообразность ремонтно-восстановительных работ. Таким образом необходимо определить не только экономические потери, но и оценочную стоимость мероприятий по восстановлению мощности массива ФЭМ.

Как было рассмотрено в Главе 1, ФЭМ имеют неразборную конструкцию и в случае неисправности зачастую не подлежат ремонту и подвергаются замене на новый. В таком случае, для определения экономической целесообразности затраты будут равны количеству новых модулей, необходимых для замены неисправных. Стоимость работ по замене ФЭМ не учитывается, так как предполагается, что работы производятся обслуживающим персоналом, имеющим соответствующие компетенции [118].

Экономические потери из-за деградации ФЭМ можно определить как за уже отработанный промежуток времени, так и за плановый период эксплуатации. Если рассматривать отработанный промежуток времени, то у нас на руках будут данные о полученном количестве энергии и также можно получать данные о среднем значении энергетической освещенности и средней температуре ФЭМ. Благодаря наличию таких данных оценка потерь будет иметь низкую погрешность. В случае, если мы будем рассматривать потери за плановый период эксплуатации, то, при наличии статистических данных о генерации, средней освещенности и температуре модулей за прошлые годы работы СЭС в данном регионе, мы получим оценочное значение потерь с погрешностью ниже, чем используя статистические данные энергетической освещенности и температуры из открытых источников. Поэтому

при проведении оценки, в случае наличия статистических данных на СЭС, следует использовать эти данные.

Зачастую, при проведении расчетов окупаемости СЭС, используется паспортная мощность ФЭМ, без учета деградации. Однако, если деградация и учитывается, то используется значение гарантированной линейной производительности, которое указывает завод изготовитель в паспорте ФЭМ. Существующие методики расчета экономического эффекта используют только значение деградации, указываемое заводом изготовителем. Такое значение обычно составляет $\sim 0,5\%$ в год и является минимально возможным. В действительности деградация может принимать различные значения, при которых такой расчет утратит свою актуальность в первые годы работы СЭС. Использование регулярного измерения ВАХ модулей позволяет отслеживать их актуальное состояние, принимать меры по поддержанию эффективной работы и вносить поправки в прогнозируемую выработку электростанции.

Скорость деградации, указанная в паспорте изделия является необратимой деградацией, которая была рассмотрена в Главе 2. Остальные виды деградации зачастую не имеют линейной зависимости во времени и имеют спонтанный характер. Это вызвано двумя причинами:

- 1) Недостаточное количество статистических данных;
- 2) Различная устойчивость материалов, используемых при производстве модулей, к механическим и электрическим воздействиям.

Неизвестная скорость изменения того или иного вида деградации не позволяет спрогнозировать с достаточной точностью мощность ФЭМ, который подвергся деградации. Поэтому при дальнейшей разработке методики состояние ФЭМ не будет изменяться во времени.

5.2 Методика оценки потерь фотоэлектрических модулей из-за деградации

При разработке методики определения потерь был проведен анализ существующих методик расчета мощности СЭС. Было установлено, что используемые способы в работах [119, 120, 121], являются усредненными и не учитывают параметр ежегодного линейного снижения мощности модулей (LID). Также при расчетах применяется поправочный коэффициент мощности для разных сезонов, который не учитывает тип модулей, используемых в расчетах. Методика [122] использует больше уточняющих параметров. При расчетах используется температурный коэффициент конкретного типа модулей, что позволяет получить более приближенное значение выработки СЭС, но данные методики также не учитывают деградацию модулей, что является необходимым значением при определении ожидаемой выработки.

Кроме того, при определении выработки СЭС применяют усредненные значения инсоляции, выбираемые по картам инсоляции для требуемых регионов [123, 124, 125]. Для определения потерь модулей на СЭС наилучшим будет использование значений инсоляции на основе собственных данных по месяцам.

Также необходимо рассмотреть случай, когда определяется значение потерь за отработанный промежуток времени с момента обнаружения деградации. В таком случае значения генерации известны и полученное значение потерь будет максимально приближенным к действительному.

На основании проведенного анализа был сделан вывод, что наиболее подходящей является методика [122]. Интерес представляет уравнение выработки электрической энергии солнечным модулем в i -том месяце, которая определяется:

$$\mathcal{E}_i = \mathcal{E}_{\text{вал}} \cdot S_{\text{пол}} \cdot m \cdot \eta \cdot \left(1 + \frac{K_t \cdot (T - 25)}{100}\right) \cdot \eta_{\Delta P}^m \cdot \eta_{\Delta \mathcal{E}}^m, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{вал}}$ – валовой удельный приход солнечной радиации на рассматриваемую площадку с учетом угла наклона ФЭМ, кВт·ч/м²; $S_{\text{пол}}$ – рабочая площадь солнечного модуля, м²; m – количество модулей в солнечной батарее; η – КПД кремниевого

солнечного модуля; K_t – температурный коэффициент мощности ФЭМ, учитывающий влияние температуры солнечного модуля на его К.П.Д., %/°C; T – среднее значение температуры за интересующий промежуток времени, °C; $\eta_{AP}^m = 0,97$, $\eta_{AЭ}^m = 0,9$ – соответственно потери мощности, определяемые последовательным соединением элементов и передачей энергии до потребителя.

Данное уравнение позволяет оценить количество энергии, полученное ФЭМ за любой месяц, но при условии, что модули не имеют ежегодного износа. Кроме этого, данное уравнение рассматривается для исправных модулей, а по условию поставленной задачи, необходимо учитывать текущее состояние модулей. В Главе 4 определяется мощность ФЭМ с учетом деградации. Используя это значение в уравнении 5.1 можно получить количество энергии, полученное ФЭМ с учетом текущего состояния.

Для использования в уравнении 5.1 значения мощности ФЭМ при среднем значении энергетической освещенности за интересующий промежуток времени вместо полезной площади необходимо приведенную максимальную мощность $P_{изм}$ модуля или цепи модулей, соединенных последовательно, к данному значению энергетической освещенности по методике [46], используемой в Главе 4, разделить на значение энергетической освещенности E :

$$\frac{P_{изм}}{E} = S_{пол} \cdot \eta. \quad (5.2)$$

Полученное значение будет иметь размерность m^2 , показывающее эффективно используемую площадь, освещенной поверхности.

Для экономической оценки главным параметром является количество энергии, выработанное СЭС за определенный промежуток времени. Показательной величиной состояния одного или цепи последовательно соединенных нескольких ФЭМ будет разница выработки без учета текущего состояния и выработки с учетом текущего состояния модулей:

$$\mathcal{E}_{nom} = \mathcal{E}_i - \mathcal{E}'_i, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.3)$$

где $\mathcal{E}_{nom}$ – оценочные потери СЭС из-за деградации, кВт·ч; $\mathcal{E}_i$ – выработка электрической энергии солнечным модулем за рассматриваемый промежуток

времени по паспортным характеристикам, кВт·ч; $\mathcal{E}_i'$ – выработка электрической энергии солнечным модулем за рассматриваемый промежуток времени в текущем состоянии, кВт·ч.

Раскрывая уравнение 5.3, получим следующее:

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{вал}} \cdot \frac{P_{\text{изм}} - P'_{\text{изм}}}{E} \cdot \left(1 + \frac{K_t \cdot (T - 25)}{100}\right) \cdot \eta_{\Delta P}^m \cdot \eta_{\Delta \mathcal{E}}^m, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{изм}}$ – максимальная мощность фотоэлектрических модулей, приведенная к требуемому значению энергетической освещенности по методике, изложенной в [46], Вт; $P'_{\text{изм}}$ – максимальная мощность фотоэлектрических модулей с учетом деградации, определенная по методике, изложенной в Главе 4 и приведенная к требуемому значению освещенности по методике, изложенной в [46], Вт.

Для определения фактических потерь, вызванных деградацией необходимо знать количество сгенерированной энергии СЭС, а также иметь только данные по среднему значению энергетической освещенности за рассматриваемый период, так как полученная энергия уже учитывает все потери, связанные с температурой ФЭМ, а также передачей электрической энергии до прибора учета, который фиксирует значение полученной энергии. В таком случае значения мощностей лучше приводить не к значению энергетической освещенности из таблиц, а использовать собственные данные СЭС по среднему значению энергетической освещенности за требуемый промежуток времени. Тогда значение потерь при известном значении сгенерированной электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{пот.}} = \mathcal{E}_{\text{ген}} \cdot \frac{P_{\text{изм}} - P'_{\text{изм}}}{E}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ген}}$ – количество электрической энергии, полученное за определенный промежуток времени, кВт·ч.

Выводы по Главе 5

Методика определения потерь на СЭС из-за деградации ФЭМ является полезным инструментом для определения экономических потерь. Использование

этих данных покажет целесообразность мероприятий по устранению влияния деградации на генерацию ФЭМ.

Методика состоит из двух расчетов:

- 1) Расчет потенциальных потерь из-за деградации ФЭМ, которые будут получены при бездействии;
- 2) Расчет потерь из-за деградации ФЭМ, полученных при бездействии с момента обнаружения.

Оба расчета основаны на методике [122], которая использует больше данных при проведении расчетов, что приближает полученные значения к действительным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам теоретических и экспериментальных исследований диссертационной работы можно сделать следующие выводы:

1. Анализ известных устройств и методов для оценки состояния фотоэлектрических модулей и причин деградации показал, что они связаны либо с применением ручного труда, либо с использованием алгоритмов ИИ, которые являются трудоемкими и энергозатратными.

2. Изучение дефектов и неисправностей ФЭМ позволило определить два основных критерия отдельных видов деградации и установить их влияние на ВАХ модулей, как основного инструмента при поиске причин снижения мощности.

3. Разработанная математическая модель ФЭМ по сравнению с аналогичной физической моделью имеет большую гибкость при одинаковом изменении параметров для имитации влияния деградации на ее энергетические показатели, что доказало корректность ее построения. Расхождение графиков ВАХ между моделями не превысило 5%

4. Предложенный алгоритм оценки состояния ФЭМ позволяет выделить возможные причины деградации без использования дополнительного оборудования и сокращает время работы обслуживающего персонала при проведении обследования состояния ФЭМ. Кроме того, данный алгоритм может быть применен к цепи модулей с учетом необходимой поправки на рост последовательного сопротивления модулей.

5. Экспериментальное исследование разработанного алгоритма с использованием машинного кода в виде программы для ЭВМ в реальных условиях эксплуатации ФЭМ показало, что погрешность оценки состояния модулей находится в пределах $\pm 5 \%$.

6. Разработанная методика расчета энергетических и экономических потерь СЭС, вызванных деградацией фотоэлектрических модулей позволяет спрогнозировать потери при ежемесячном проведении оценки состояния ФЭМ, установить вид деградации и своевременно устранить ее причину.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследования и рекомендации:

1. Исследование возможности применения разработанной методики на крупных СЭС с целью сбора статистических данных по оценке скорости деградации ФЭМ в различных климатических зонах и для различных причин деградации.

2. Проведение исследований по комплексному влиянию нескольких видов деградации на работу ФЭМ в реальных условиях эксплуатации с целью усовершенствования существующей математической модели и дополнения методики диагностики в целях повышения точности коррекции графиков ВАХ.

3. Разработка новых методов и подходов к диагностике и мониторингу фотоэлектрических станций с использованием нейросетевых технологий.

4. Применение беспилотных летательных аппаратов для диагностики и сбора данных для построения и анализа вольт-амперных характеристик с целью минимизации участия обслуживающего персонала при обходах СЭС и ускорения процесса обнаружения места неисправности в цепях модулей.

5. Разработка автономного комплекса для диагностики и определения состояния ФЭМ в условиях окружающей среды со сбором данных без участия человека.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Макаров, И. А. Энергетический Пёрл-Харбор / И. А. Макаров, М. С. Чупилкин // Россия в глобальной политике. – 2021. – Т. 19, № 1(107). – С. 38-53. – EDN XZIVCW.
2. Морогов, А. А. Формирование системы энергетической безопасности Японии / А. А. Морогов // Индекс безопасности. – 2010. – Т. 16, № 1(92). – С. 155-162. – EDN OWRTZH.
3. Яковлев А.И. Нефтяной кризис 1973 г.: взгляд спустя полвека. Россия и мир: научный диалог. 2024;(2):197-221. [https://doi.org/10.53658/RW2024-4-2\(12\)-197-221](https://doi.org/10.53658/RW2024-4-2(12)-197-221)
4. History. From oil security to steering the world toward secure and sustainable energy transitions [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/about/history> (дата обращения: 26.06.2023).
5. Куликов, А. А. История ОПЕК. Цели, задачи, новые вызовы / А. А. Куликов // Синергия Наук. – 2022. – № 73. – С. 483-489. – EDN LDZWFZ.
6. Горкина, Т. И. Нефтяная промышленность Ближнего Востока в системе глобальной энергетики / Т. И. Горкина // Географический вестник. – 2019. – № 4(51). – С. 59-69. – DOI 10.17072/2079-7877-2019-4-59-69. – EDN DFVJLT.
7. Цветаев, Ю. Система ценообразования на нефть: от "нефтяных шоков" 1970-х - 1980-х годов до текущего энергетического кризиса / Ю. Цветаев // Энергетическая политика. – 2022. – № 6(172). – С. 18-29. – DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_18. – EDN CXSOLS.
8. Коржубаев, А. Г. Динамика мировых цен на нефть: исторический аспект / А. Г. Коржубаев // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 6. – С. 69-75. – EDN JWWPQR.
9. Буяндукова, Д. Н. Последствия энергетического кризиса 1973 Г. Для экономики России / Д. Н. Буяндукова // Молодежный научный вестник. – 2018. – № 4(29). – С. 328-332. – EDN ХОКВСХ.

10. Славкина, М.В. Триумф и трагедия. Развитие нефтегазового комплекса СССР в 1960-1980-е годы. - М.: Изд-во «Наука», 2002. 221 с.
11. Бутузов, В. А. Энергетика России на основе ВИЭ: история и современность / В. А. Бутузов, П. П. Безруких, В. В. Елистратов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2021. – № 8(236). – С. 52-57. – EDN KRVKQT.
12. Energy Laboratory. Laboratory History [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nrel.gov/about/history.html> (дата обращения: 26.06.2023).
13. Акшалова, Р. Д. Международное агентство по возобновляемой энергии как специализированная международная организация / Р. Д. Акшалова // Право и государство. – 2018. – № 1-2(78-79). – С. 130-141. – EDN YAJSMX.
14. Симонян, А. С. Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (ИРЕНА) / А. С. Симонян, А. М. Солнцев // Международное право. – 2010. – Т. 43, № 3. – С. 67. – EDN ООНТОВ.
15. Федеральный закон "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации" от 27.12.2019 N 471-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_341801/ (дата обращения: 04.06.2024).
16. Федеральный закон "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 02.11.2023 N 516-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_461026/ (дата обращения: 04.06.2024).
17. Указ Президента Российской Федерации от 28 февраля 2024 г. № 145 "О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/408518353/> (дата обращения: 04.06.2024).

18. IRENA and IEA-PVPS (2016), “End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels,” International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems.
19. Maurianne Flore Azeumo et al. Photovoltaic module recycling, a physical and a chemical recovery process, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 193, 2019, Pages 314-319, ISSN 0927-0248, <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.01.035>.
20. Martin Libra et al. Reduced real lifetime of PV panels – Economic consequences, Solar Energy, Volume 259, 2023, Pages 229-234, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.063>.
21. Renewable Energy Market Update Outlook for 2022 and 2023 [Электронный ресурс]. – Режим доступ: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022> (дата обращения: 26.06.2023).
22. IRENA (2024), Renewable capacity highlights 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
23. IRENA (2024), Renewable capacity statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
24. China Electricity Council. Отчет об анализе ситуации с поставками и спросом на электроэнергию на 2023 год и прогнозе ее развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-317477> (дата обращения: 26.06.2023).
25. Фотоэлектрические модули (солнечные панели) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.solarhome.ru/basics/solar/pv/techsolarpanels.htm> (дата обращения: 04.06.2025).
26. Tyagi V.V., Rahim N.A.A., Rahim N.A., Selvaraj J.A.L. Progress in solar PV technology: Research and achievement // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. Vol. 20. P. 443–461.
27. Manna T, Mahajan S. Nanotechnology in the development of photovoltaic cells. In: IEEE International Conference on Clean Electrical Power ICCEP'07, 2007. pp. 379–86.

28. TOPCon Cell Technology: What is it and How it Works [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.solarnplus.com/topcon-cell-technology-what-is-it-and-how-it-works/> (дата обращения: 04.06.2025).
29. Solar Magazine Website. A Complete Guide to PERC Solar Panels (vs. Other Techs) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarmagazine.com/solar-panels/perc-solar-panels/> (дата обращения: 04.06.2025).
30. Hevel website. Надежный источник энергии для вашего дома [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hevelsolar.com/b2c/> (дата обращения: 04.06.2025).
31. DS Energy website. IBC (Interdigitated Back Contact) Solar Cell Technology [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dsneg.com/info/ibc-interdigitated-back-contact-solar-cell-t-43750572.html> (дата обращения: 04.06.2025).
32. What is half-cut solar cell technology? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.solarreviews.com/blog/half-cut-solar-cell-technology-explained> (дата обращения: 04.06.2025).
33. Hwang S., Kang Y. Reliability study on the half-cutting PERC solar cell and module // Energy Reports. 2023. Vol. 10. P. 678–685.
34. Monofacial vs Bifacial Solar Panels [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://alpexsolar.com/resources/blog/monofacial-vs-bifacial-solar-panel/> (дата обращения: 04.06.2025).
35. A review of thin film solar cell technologies and challenges / T.D. Lee, A.U. Ebong // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 70. – P. 1286–1297.
36. Изучение тонкопленочных солнечных панелей: эффективность, стоимость и сравнение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.shieldenchannel.com/blogs/solar-panels/thin-film-solar-panels> (дата обращения: 04.06.2025).

37. VDE Americas website. A path to perovskite PV bankability [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vde.com/en/vde-americas/newsroom/perovskite-pv-bankability> (дата обращения: 04.06.2025).

38. Что такое перовскитовые фотоэлементы? (Interdigitated Back Contact) Solar Cell Technology [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarsoul.net/chto-takoe-perovskitovye-fotoelemnty/> (дата обращения: 04.06.2025).

39. Гибкие и легкие перовскитные фотоэлементы — источник энергии на Земле и в космосе. Мнение эксперта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://science.mail.ru/articles/411-gibkie-i-legkie-perovskitnye-fotoelementy-istochnik-energii-na-zemle-i-v-kosmose/> (дата обращения: 04.06.2025).

40. Стабилизированные перовскитные солнечные модули сохраняют эффективность после 2000 часов работы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elementy.ru/novosti_nauki/433692/Stabilizirovannye_perovskitnye_solnechnye_moduli_sokhranyayut_effektivnost_posle_2000_chasov_raboty (дата обращения: 04.06.2025).

41. Oxford PV ships first commercial perovskite tandem modules [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pv-tech.org/oxford-pv-ships-first-commercial-perovskite-tandem-modules/> (дата обращения: 04.06.2025).

42. Know the Material: Perovskite – Powering the Next Generation of Solar Cell [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://editverse.com/know-the-material-perovskite-powering-the-next-generation-of-solar-cells/> (дата обращения: 04.06.2025).

43. Kirpichnikova, I. M. Simulation of the Solar Module Considering the Influence of Internal and External Parameters in MATLAB/Simulink / I. M. Kirpichnikova, V. A. Zavarukhin // Proceedings - 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022, Sochi, 16–20 мая 2022 года. – Sochi, 2022. – P. 248-252.

44. DELTA Solutions Series - Part 4: Thermal Inspection of Solar Panels [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.flir.com/suas/delta/delta->

solutions-series-part-4-Thermal-Inspection-of-Solar-Panels/?srsltid=AfmBOorqL3dx0EGuM7E5liCUAwlyxNyKBitN3tFWQzpiO8Y8LJХуОкаN (дата обращения: 04.06.2025).

45. The long read: EL to the field – Assessing plant health [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pv-magazine-india.com/2020/05/02/the-long-read-el-to-the-field-assessing-plant-health/> (дата обращения: 20.05.2025).

46. ГОСТ Р МЭК 60891-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Приборы фотоэлектрические. Методики коррекции по температуре и энергетической освещенности результатов измерения вольт-амперной характеристики [Текст]. – Введ. 2013-22-11. – М. : Стандартинформ, Россия, 2014. Р. 16.

47. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (зарегистрирован Минюстом России 30.12.2020, № 61957; в ред. Приказа от 29.04.2022 № 279н) // Официальный интернет-портал правовой информации. — 2020. — Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/ (дата обращения: 04.06.2025)

48. Solar I-V Curves. Interpreting Trace Deviations // SolarPro magazine. – 2014. – Issue 7.5. – P. 16.

49. Smart I-V Curve Diagnosis Technical White Paper. China General Certification Center and Huawei Technologies CO., Ltd. August, 2020, 16 pages.

50. Liu H., Arora M., Luo F., Zhao L. Automatic IV Curve Diagnosis with Deep Learning // 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). — 2021. — P. 2242–2246.

51. Bougoffa M., Benmoussa S., Djeziri M., Contaret T. Deep Learning-Based Fault Diagnosis in Photovoltaic System // 2024 International Conference on Decision Aid Sciences and Applications (DASA). Manama, Bahrain, Dec 2024. — P. 1–5.

52. Class of Cells. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://newtek-schmid.com/en/solar_energy/type_cell (дата обращения: 20.05.2025).
53. C.B. Honsberg and S.G. Bowden, «Photovoltaics Education Website». Fill Factor. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> (дата обращения: 20.05.2025).
54. Sinovoltaics website. Solar cell grading (A, B, C, D). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sinovoltaics.com/quality-control/grading-of-solar-cells-a-b-c-d/> (дата обращения: 20.05.2025).
55. Качество солнечных модулей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://s-ways.ru/blog/faq/7299.html> (дата обращения: 04.06.2024).
56. Maysun Solar website. Solar Panel Encapsulation: important part of solar panel. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.maysunsolar.com/solar-panel-encapsulation-important-part-of-solar-panel/> (дата обращения: 20.05.2025).
57. Vishakha Renewables website. Importance and Main Features of Solar Encapsulant in Solar Panel (EVA Sheet in Solar Panel). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.maysunsolar.com/solar-panel-encapsulation-important-part-of-solar-panel/> (дата обращения: 20.05.2025).
58. Саранин, Д.С. Технология жидкофазного получения и легирования тонкопленочных перовскитов для повышения эксплуатационных характеристик солнечных батарей на их основе: автореферат диссертации ... доктора технических наук: 2.2.3. — Москва, 2024. — 50 с. 2024.
59. Aitola K., Sonai G.G., Markkanen M., Kaschuk J.J., Hou X., Miettunen K., Lund P.D. Encapsulation of commercial and emerging solar cells with focus on perovskite solar cells // Solar Energy. 2022. Vol. 237. P. 264–283.
60. Landa - Pliquet M., Béjat T., Serasset M., Descormes A., Mofakhami E., Voroshazi E. Enhancing photovoltaic modules encapsulation: Optimizing lamination processes for Polyolefin Elastomers (POE) through crosslinking behavior analysis // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2024. Vol. 267. P. 112725.

61. Migo Glass Website. Какое стекло используется в солнечных панелях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.migoglass.net/info/what-glass-is-used-in-solar-panels-82485275.html> (дата обращения: 20.05.2025).
62. Vatti Glass Website. Солнечное стекло. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.vattiglass.com/615.html> (дата обращения: 20.05.2025).
63. Laurel Glass Website. Фотоэлектрическое солнечное стекло. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.laurelglasstecno.net/energy-efficient-glass/solar-glass/photovoltaic-solar-glass.html> (дата обращения: 20.05.2025).
64. JMSolar Website. Аксессуары для изготовления солнечных батарей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cnsolarpanel.com/ru/solar-panel-glass-sheet-ultra-clear-tempered-white/> (дата обращения: 20.05.2025).
65. Alexander Phinikarides, Nitsa Kindyni, George Makrides, George E. Georghiou. Review of photovoltaic degradation rate methodologies// Renewable and sustainable energy reviews. Volume 40. December 2014. Pages 143-152.
66. B. Sopori et al., "Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells," 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 2012, pp. 001115-001120.
67. Fokuhl E., Philipp D., Mühlhöfer G., Gebhardt P. LID and LETID evolution of PV modules during outdoor operation and indoor tests [Электронный ресурс] // EPJ Photovoltaics. 2021. Vol. 12. С. 9.
68. Lindroos J., Savin H. Review of light-induced degradation in crystalline silicon solar cells // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2016. Vol. 147. P. 115–126.
69. Seok M.-G., Kim J., Lee Y., Kim Y., Kim Y., Kim S.M. Treatment of light-induced degradation for solar cells in a p-PERC solar module via induction heating // Energies. 2021. Vol. 14. No. 19. P. 6352.
70. Damiani B., Nakayashiki K., Kim D.S., Yelundur V., Ostapenko S., Tarasov I., Rohatgi A. Light induced degradation in promising multi-crystalline silicon

materials for solar cell fabrication // 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of. 2003. Vol. 1. Pp. 927-930.

71. Padmanabhan, M., Jhaveri, K., Sharma, R., Basu, P.K., Raj, S., Wong, J. and Li, J. (2016), Light-induced degradation and regeneration of multicrystalline silicon Al-BSF and PERC solar cells. *Phys. Status Solidi RRL*, 10: 874-881.

72. Dhimish M., Theristis M., d'Alessandro V. Photovoltaic hotspots: A mitigation technique and its thermal cycle // *Optik*. 2024. Vol. 300. P. 171627.

73. Deng S., Zhang Z., Ju C., Dong J., Xia Z., Yan X., Xu T., Xing G. Research on hot spot risk for high-efficiency solar module // *Energy Procedia*. 2017. Vol. 130. Pp. 77–86.

74. ГОСТ Р МЭК 61646–2013 Модули фотоэлектрические тонкопленочные наземные. Порядок проведения испытаний для подтверждения соответствия функциональным характеристикам [Текст]. – Введ. 2015-01-01. – М. : Стандартинформ, Россия, 2014. С. 38.

75. ГОСТ Р 56980.2–2020 (МЭК 61215-2:2016) Модули фотоэлектрические. Оценка соответствия техническим требованиям. Часть 2. Методы испытаний [Текст]. – Введ. 2021-01-01. – М. : Стандартинформ, Россия, 2020. С. 57.

76. Dhimish M., Holmes V., Mehrdadi B., Dales M., Mather P. Detecting Defective Bypass Diodes in Photovoltaic Modules using Mamdani Fuzzy Logic System // *Global Journal of Researches in Engineering: F Electrical and Electronics Engineering*. 2017. pp. 33-44.

77. Wohlgemuth J., Silverman T., Miller D., McNutt P., Kempe M., Deceglie M. Evaluation of PV module field performance // 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). 2015. Pp. 1–7.

78. A. Fairbrother, L. Gnocchi, C. Ballif, A. Virtuani, Corrosion testing of solar cells: Wear-out degradation behavior, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 248, 2022, 111974.

79. Iqbal N., Li M., Sakthivel T.S., Mikeska K., Lu M., Nandakumar N., Duttagupta S., Dhamrin M., Tsuji K., Bowden S., Augusto A., Guan Y., Seal S., Davis

K.O. Impact of acetic acid exposure on metal contact degradation of different crystalline silicon solar cell technologies // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2023. Vol. 250. P. 112089.

80. Chidurala S., Mohapatra A., Nayak B., Ghatak S.R. Analysis of Partial Shading Effect on Energy Output of Different Solar PV Array Configurations // Materials Today: Proceedings. 2021. Vol. 39, Pt. 5. P. 1905–1909.

81. Samuel Gyamfi, Bernard Aboagye, Forson Peprah, Michael Obeng. Degradation analysis of polycrystalline silicon modules from different manufacturers under the same climatic conditions/ Energy Conversion and Management: X, Volume 20, October 2023, 100403, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100403>

82. How Extreme Weather and System Aging Affect the US Photovoltaic Fleet [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nrel.gov/news/program/2024/how-extreme-weather-and-system-aging-affect-the-us-photovoltaic-fleet.html> (дата обращения: 04.06.2024).

83. Konrad Mertens, Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice, ISBN: 978-1-118-63416-5, 294 pages, February 2014, John Wiley & Sons

84. Luo, Wei & Khoo, Yong Sheng & Hacke, Peter & Naumann, Volker & Lausch, Dominik & Harvey, Steven & Singh, Jai Prakash & Chai, Jing & Wang, Yan & ABERLE, Armin & Ramakrishna, Seeram. (2016). Potential-induced Degradation in Photovoltaic Modules: A Critical Review. Energy Environ. Sci.. 10. 10.1039/C6EE02271E.

85. R. Swanson, et al., “The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Cells,” Proceedings of the 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference, Shanghai, 11-13 October 2005, pp. 410-413.

86. Pingel, S.; Frank, O.; Winkler, M.; Oaryan, S.; Geipel, T.; Hoehne, H.; Berghold, J. Potential induced degradation of solar cells and panels. In Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 20–25 June 2010; pp. 2817–2822.

87. G. Mon, L. Wen, R. Ross and D. Adent, Proceedings of the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, USA, 1985, pp. 1179–1185.

88. G. Mon and R. Ross, Proceedings of the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, USA, 1985, pp. 1142–1149.

89. What is PID [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://renewables.messaritis.gr/pid/fainomeno-pid/?lang=en> (дата обращения: 04.06.2024).

90. Арифов А.М., Бекиров Э.А.. Методы решения проблем поляризационно-индуцированной деградации фотогальванических элементов / Строительство и техногенная безопасность, № 27 (79), – 2022, – С. 89-100.

91. Light Induced Degradation of Rear Passivated mc-Si Solar Cells / K. Ramspeck, S. Zimmermann, H. Nagel, A. Metz, Y. Gassenbauer, B. Birkmann, A. Seidl // Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (27th EU PVSEC). — Frankfurt, Germany, 2012. — P. 861–865.

92. Degradation of multicrystalline silicon solar cells and modules after illumination at elevated temperature / F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, A. Stekolnikov, T. Lindner, F. Stenzel, M. Bartzsch, A. Szpeth, K. Petter, J. Heitmann, J.W. Müller // Solar Energy Materials and Solar Cells. – 2015. – Vol. 142. – P. 83–86.

93. Combatting LeTID in solar panels: How testing has demonstrated the high resistance of REC solar panels to LeTID degradation, ensuring long term power for lasting performance [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.recgroup.com/en/downloads/product-downloads/how-testing-demonstrates-recs-high-resistance-letid> (дата обращения 16.05.2025).

94. Results from an International Interlaboratory Study on Light- and Elevated Temperature-Induced Degradation (LETID) in Solar Modules / J. Karas, I. Repins, K. Berger [et al.]. — 2022. — 7 p. — Presented at the 2022 Photovoltaic Reliability Workshop (PVRW), February 21-25, 2022.

95. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б., Шестакова В.В. Снижение генерации электрической энергии солнечными модулями в условиях запыленности местности. iPolytech Journal. 2023;27(1):83-93. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2023-1-83-93>

96. Заварухин В.А., Кирпичникова И.М., Шестакова В.В. Устройство для предотвращения загрязнения и деградации солнечных модулей. Патент на полезную модель 218045 U1, 04.05.2023. Заявка № 2023107268 от 27.03.2023.
97. I.M.Kirpichnikova, K. Sudhakar, I.B. Makhsumov, A.S. Martyanov S. Shanmuga Priya. Thermal model of photovoltaic module with heat protective film// Case Studies in Thermal Engineering, 30 (2022) 101744. DOI: 10.1016/j.csite.2021.101744.
98. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б., Сироткин Е.А. Голографическая пленка на основе призмаконов. Патент на полезную модель 201526 U1, 21.12.2020. Заявка № 2020132145 от 30.09.2020.
99. IV Swinger 2 - PCB (PV Module, SSR) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.instructables.com/IV-Swinger-2-PCB-PV-Module-SSR/> (дата обращения 16.05.2024).
100. Olayiwola TN, Hyun S-H, Choi S-J. Photovoltaic Modeling: A Comprehensive Analysis of the I–V Characteristic Curve. Sustainability. 2024; 16(1):432. <https://doi.org/10.3390/su16010432>
101. Gaevskaya, A. (2019). АЛГОРИТМ АППРОКСИМАЦИИ ВОЛЬТ-АМПЕРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ФОТОМОДУЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЧАСТИЧНОГО ЗАТЕНЕНИЯ. Vidnovluvana energetika. 21-29. DOI:10.36296/1819-8058.2019.3(58).21-29.
102. Szabo R, Gontean A. Photovoltaic Cell and Module I-V Characteristic Approximation Using Bézier Curves. Applied Sciences. 2018; 8(5):655. <https://doi.org/10.3390/app8050655>
103. Mohamed Louzazni, Sameer Al-Dahidi, Approximation of photovoltaic characteristics curves using Bézier Curve, Renewable Energy, Volume 174, 2021, Pages 715-732, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.103>
104. Голованов, Н. Н. Геометрическое моделирование : учебное пособие / Н.Н. Голованов. — Москва: КУРС: ИНФРА-М, 2024. — 400 с. - ISBN 978-5-905554-76-6

105. Olayiwola, T.N.; Choi, S.J. Fast IV Curve Approximation Technique for Photovoltaic Panels using Superellipse. In Proceedings of the KIPE Power Electronics Conference, Jeju, Republic of Korea, 5–7 May 2022; p. 7
106. Singh, Priyanka and Ravindra, Nuggehalli M., Analysis of series and shunt resistance in silicon solar cells using single and double exponential models, *Emerging Materials Research*, Volume 1, Issue 1, Pages 33-38, 2012, DOI: 10.1680/emr.11.00008
107. J.W. Bishop, Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits, *Solar Cells*, Volume 25, Issue 1, 1988, Pages 73-89, ISSN 0379-6787, [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(88\)90059-2](https://doi.org/10.1016/0379-6787(88)90059-2)
108. Киевец А.В., Бай Ю.Д., Суворов А.А., Аскарлов А.Б., Ким А.А. Исследование влияния изменения температуры солнечных панелей на выходные характеристики солнечной электростанции в условиях частичной затененности. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 3. С. 627–638. <http://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-3-627-638>
109. Vandana Khanna, B.K. Das, Dinesh Bisht, Vandana, P.K. Singh, A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using PSO algorithm, *Renewable Energy*, Volume 78, 2015, Pages 105-113, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.072>.
110. Martin Calasan, Shady H.E. Abdel Aleem, Ahmed F. Zobaa, A new approach for parameters estimation of double and triple diode models of photovoltaic cells based on iterative Lambert W function, *Solar Energy*, Volume 218, 2021, Pages 392-412, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.02.038>
111. ГОСТ 8.654—2016 Государственная система обеспечения единства измерений. Фотометрия. Термины и определения [Текст]. – Введ. 2017-07-01. – М. : Стандартинформ, Россия, 2019. Р. 16.
112. da Silva, M.K.; Gul, M.S.; Chaudhry, H. Review on the Sources of Power Loss in Monofacial and Bifacial Photovoltaic Technologies. *Energies* 2021, 14, 7935. <https://doi.org/10.3390/en14237935>

113. C.B.Honsberg and S.G.Bowden, “Photovoltaics Education Website” [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pveducation.org/> (дата обращения 16.05.2024).

114. Amit Jain, Avinashi Kapoor, A new method to determine the diode ideality factor of real solar cell using Lambert W-function, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 85, Issue 3, 2005, Pages 391-396, ISSN 0927-0248, <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.05.022>.

115. Зиновьев, В. В. Математическая модель фотоэлектрического преобразователя с использованием W-функции Ламберта / В. В. Зиновьев, А. П. Бельтюков, О. А. Бартенев // Известия Института математики и информатики Удмуртского государственного университета. – 2016. – № 2(48). – С. 22-30. – EDN XDYKXL.

116. W-функция Ламберта и ее приложения [Электронный ресурс]. URL: <https://habr.com/ru/articles/665634/> (дата обращения: 28.04.2024г.).

117. ГОСТ Р 58648.2-2019 (МЭК 61853-2:2016) Модули фотоэлектрические. Определение рабочих характеристик и энергетическая оценка. Часть 2. Определение спектральной чувствительности, зависимости характеристик от угла падения и коэффициентов для расчета рабочей температуры [Текст]. – Введ. 2019-10-10. – М. : Стандартинформ, Россия, 2019. Р. 27.

118. Дружинин В.М., Гельманова З.С., Гребенников Е.Ю. ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГОРОДА САРАНИ // Endless Light in Science. – 2024. – № 7. – С. 148-153.

119. Охоткин, Г. П. Методика расчета мощности солнечных электростанций / Г. П. Охоткин // Вестник Чувашского университета. – 2013. – № 3. – С. 222-230.

120. Митрофанов, С. В. Методика расчета мощности автономной солнечной электростанции для нужд освещения лаборатории энергосбережения и энергоэффективности / С. В. Митрофанов, А. Ю. Немальцев // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и

культуры : Материалы Всероссийской научно-методической конференции, Оренбург, 03–05 февраля 2016 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2016. – С. 333-337.

121. Расчет мощности солнечных батарей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://b-eco.ru/articles/calc_power1/ (дата обращения 16.05.2025).

122. Кирпичникова И.М. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие к практическим занятиям/ И.М. Кирпичникова, Е.В.Соломин. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2009. – 50 с.

123. Инсоляция на карте России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnechnoy-energii-v-regionah-rossii/> (дата обращения 16.05.2025).

124. Таблицы инсоляции для расчета ФЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.solbat.su/meteorology/insolation/> (дата обращения 16.05.2025).

125. Карты солнечного ресурса Европы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.dsisolar.com/info/solar-resource-maps-of-europe-31088779.html> (дата обращения 16.05.2025).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 218045

Устройство для предотвращения загрязнения и деградации солнечных модулей

Патентообладатель: *Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)" (ФГАОУ ВО "ЮУрГУ (НИУ)") (RU)*

Авторы: *Заварухин Владимир Александрович (RU), Кирпичникова Ирина Михайловна (RU), Шестакова Валерия Вячеславовна (RU)*

Заявка № 2023107268

Приоритет полезной модели 27 марта 2023 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 04 мая 2023 г.

Срок действия исключительного права
на полезную модель истекает 27 марта 2033 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b80077c14e40f0a94edbd24145d5c7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 20.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025618185

Программа для получения вольт-амперных характеристик фотоэлектрического модуля с возможностью изменения его эффективности на основе двухдиодной схемы замещения

Правообладатель: **Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)» (RU)**

Авторы: **Заварухин Владимир Александрович (RU),
Кирпичникова Ирина Михайловна (RU)**



Заявка № 2025616008

Дата поступления **21 марта 2025 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **02 апреля 2025 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0692e7c106300b15442401670bca2026
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Пром-Инжиниринг:

международная научно-
техническая конференция

16-20 мая, 2022
г. Сочи, Россия

www.icie.org
icie.rus@gmail.com

International Conference on
Industrial Engineering

«18» мая 2022 г.

Справка об участии в конференции

Оргкомитет Международной научно-технической конференции «Пром-Инжиниринг» (ICIE-2022) сообщает, что доклад I.M. Kirpichnikova, V.A. Zavarukhin «Simulation of the Solar Module Considering the Influence of Internal and External Parameters in MATLAB/Simulink» прошел рецензирование, был доложен на конференции и рекомендован к публикации.

Председатель конференции,
доктор техн. наук, профессор



А.А. Радионов

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Общество с ограниченной ответственностью
«Энерготехнологии-Сервис»

350000, г. Краснодар,
ул. Садовая, 223
тел. 8(861)251-77-67, 254-16-19
ets@nextmail.ru

Диссертационный совет:
УРФУ 2.4.07.17
620002, г. Екатеринбург, ул.
Мира, д. 19
Уральский университет им.
первого Президента РФ Б.Н.
Ельцина, ауд. И-420

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

методики оценки состояния фотоэлектрических модулей по вольтамперным характеристикам

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационной работы аспиранта Южно-Уральского государственного университета (национального исследовательского университета) Заварухина Владимира Александровича на соискание учёной степени кандидата технических наук, выполненной по теме **«Разработка алгоритма оценки состояния и определения причин деградации фотоэлектрических модулей»** в части разработанной методики оценки состояния фотоэлектрических модулей по вольтамперным характеристикам будут использованы для проектирования, монтажа и эксплуатации фотоэлектрических модулей на энергетических предприятиях Краснодарского края.

Разработанная методика позволяет произвести оценку состояния единичного фотоэлектрического модуля или цепи последовательно соединённых модулей в условиях окружающей среды. Оценка производится по значению мощности, выраженной в процентах от паспортного значения максимальной мощности, полученной при стандартных условиях испытаний.

В отличие от методики № 2, изложенной в ГОСТ МЭК 60891 – 2013, где требуется определение коэффициентов коррекции при различных значениях энергетической освещённости и температуры, что затрудняет её использование на крупных электростанциях, разработанная Заварухиным В.А. методика имеет значительное упрощение в части процесса определения последовательного сопротивления ФЭМ при помощи W-функции Ламберта. При этом точность коррекции, находится в пределах $\pm 5\%$.

Генеральный директор
ООО «Энерготехнологии-Сервис»,
доктор технических наук, профессор
Кубанского государственного
аграрного университета



В.А.Бутузов

ПРИЛОЖЕНИЕ 6



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»

16.06.2024г.

№ 309-30-53-30

г. Челябинск

АКТ

внедрения НИР в учебный процесс

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что результаты научно-исследовательской работы по диссертации аспиранта кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» Заварухина Владимира Александровича по теме **«Разработка алгоритма оценки состояния и определения причин деградации фотоэлектрических модулей»** используются кафедрой ЭССиСЭ в учебном процессе в дисциплине «Энергосбережение в социальной сфере» магистерской программы «Комплексное использование возобновляемых источников энергии» по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» на очном отделении Политехнического института, направления «Энергетика».

Заместитель директора
Политехнического института
по энергетическому направлению
к.т.н., доцент

А.Е.Бычков

Профессор кафедры ЭССиСЭ
д.т.н., профессор

И.М. Кирпичникова

Соискатель

В.А. Заварухин

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

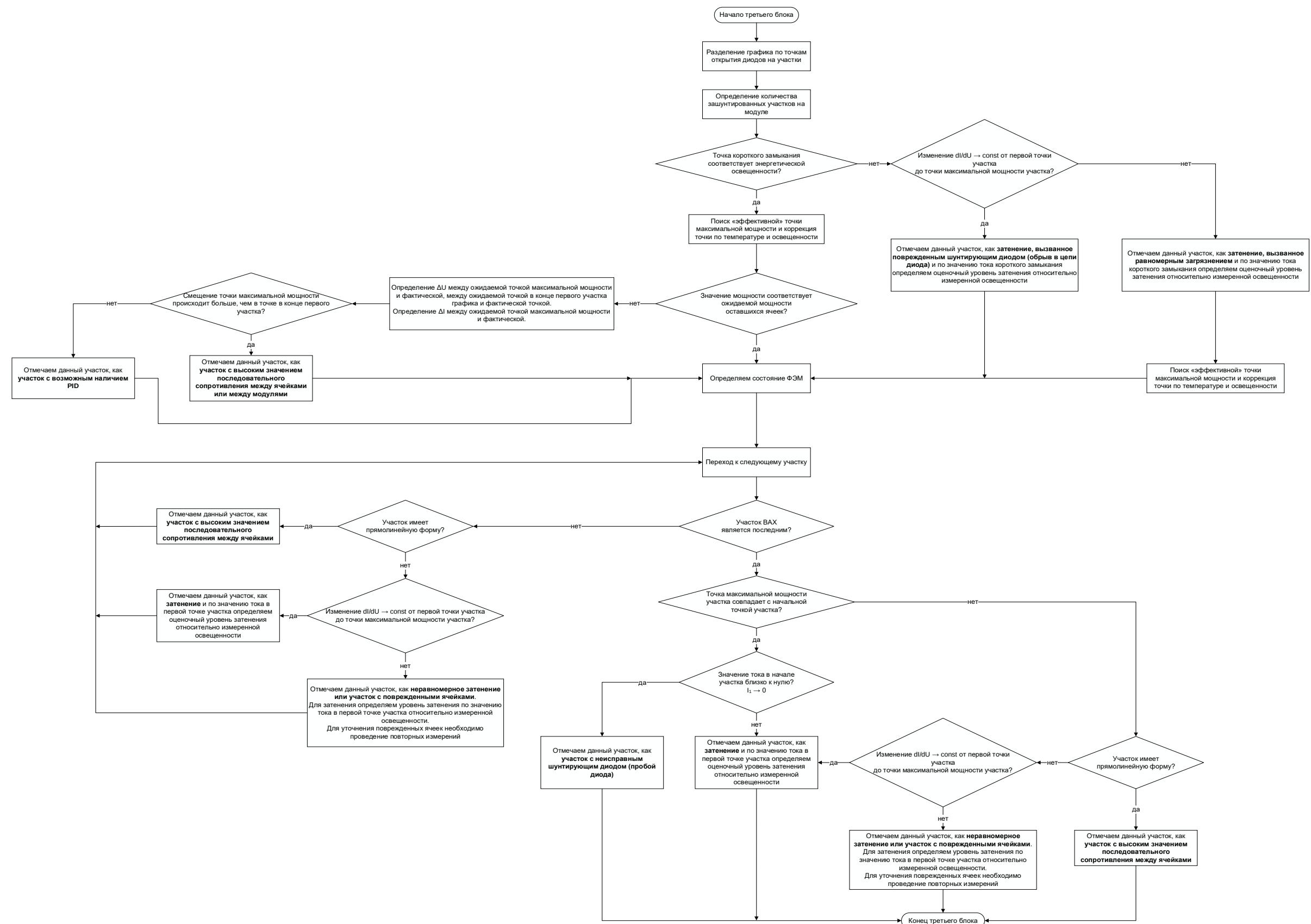


Рисунок П.7 – Алгоритм определения причин возникновения зашунтированных участков

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Исходный код программы для моделирования вольт-амперных характеристик фотоэлектрического модуля

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
    ' Очищаем столбцы ВАХ  
    With Worksheets("Графики ВАХ")  
        .Range(.Cells(9, 1), .Cells(208, 9)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Графики ВАХ")  
        .Range(.Cells(3, 1), .Cells(3, 9)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Графики ВАХ")  
        .Range(.Cells(5, 1), .Cells(5, 9)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Графики ВАХ")  
        .Range(.Cells(7, 1), .Cells(7, 9)).ClearContents  
    End With  
    ' Очистка закончена
```

Dim Uoc, Uocmax, Uocmax1, Uocmax2, Isc, IL, IL1, IL2, Ki, Ku, q, k, Rs, Rsh,
Rs1, Rs2, Rs0, Rsg, Rsh0, Rshg, T1, E1, Dark1, T2, E2, Dark2, n, I01, I02, IVD1,
IVD2, Ut, Ut1, Ut2, I0, Eg, VD1, VD2, Emax, Emin, ILmax, ILmin

```
Uoc = Range("A3").Value2  
Isc = Range("B3").Value2  
Rs = Range("A9").Value2  
Rsh = Range("B9").Value2  
Ki = Range("F3").Value2  
Ku = Range("E3").Value2  
E1 = Range("A6").Value2
```

$$\text{Dark1} = (100 - \text{Range}(\text{"G9"}).\text{Value2}) / 100$$

$$\text{T1} = \text{Range}(\text{"B6"}).\text{Value2}$$

$$\text{E2} = \text{Range}(\text{"C6"}).\text{Value2}$$

$$\text{Dark2} = (100 - \text{Range}(\text{"H9"}).\text{Value2}) / 100$$

$$\text{T2} = \text{Range}(\text{"D6"}).\text{Value2}$$

$$\text{Rs1} = \text{Range}(\text{"D9"}).\text{Value2}$$

$$\text{Rs2} = \text{Range}(\text{"E9"}).\text{Value2}$$

$$\text{Rs0} = \text{Range}(\text{"C9"}).\text{Value2}$$

$$\text{Rsh0} = \text{Range}(\text{"F9"}).\text{Value2}$$

$$\text{VD1} = \text{Range}(\text{"I9"}).\text{Value2}$$

$$\text{VD2} = \text{Range}(\text{"J9"}).\text{Value2}$$

$$\text{n} = \text{Range}(\text{"G3"}).\text{Value2}$$

$$\text{q} = 1.6 * (10 \wedge (-19))$$

$$\text{k} = 1.38 * (10 \wedge (-23))$$

' данные для всего модуля

$$\text{If } \text{E1} > \text{E2} \text{ Then } \text{E}_{\text{max}} = \text{E1} \text{ Else: } \text{E}_{\text{max}} = \text{E2}$$

$$\text{If } \text{E1} * \text{Dark1} < \text{E2} * \text{Dark2} \text{ Then } \text{E}_{\text{min}} = \text{E1} * \text{Dark1} \text{ Else: } \text{E}_{\text{min}} = \text{E2} * \text{Dark2}$$

$$\text{IL}_{\text{max}} = \text{Isc} * (1 + (\text{Ki} * (((\text{T1} + \text{T2}) / 2) - 25) / 100)) * \text{E}_{\text{max}} / 1000$$

$$\text{IL}_{\text{min}} = \text{Isc} * (1 + (\text{Ki} * (((\text{T1} + \text{T2}) / 2) - 25) / 100)) * \text{E}_{\text{min}} / 1000$$

$$\text{Ut} = \text{k} * (((\text{T1} + \text{T2}) / 2) + 273) / \text{q}$$

$$\text{I0} = \text{Isc} * (1 + (\text{Ki} * (((\text{T1} + \text{T2}) / 2) - 25) / 100)) / (\text{Exp}(\text{Uoc} * (1 + (\text{Ku} * (((\text{T1} + \text{T2}) / 2) - 25) / 100)) / (\text{Ut} * \text{n})) - 1)$$

$$\text{Uoc}_{\text{max}} = \text{Ut} * \text{n} * \text{Log}((\text{IL}_{\text{max}} / \text{I0}) + 1)$$

' данные для каждой половины модуля

$$\text{IL1} = \text{Isc} * (1 + (\text{Ki} * (\text{T1} - 25) / 100)) * \text{E1} / 1000$$

$$\text{IL2} = \text{Isc} * (1 + (\text{Ki} * (\text{T2} - 25) / 100)) * \text{E2} / 1000$$

$$\text{Ut1} = \text{k} * (\text{T1} + 273) / \text{q}$$

$$\text{Ut2} = \text{k} * (\text{T2} + 273) / \text{q}$$

$$I01 = I_{sc} * (1 + (K_i * (T1 - 25) / 100)) / (\exp((U_{oc} / 2) * (1 + (K_u * (T1 - 25) / 100))) / (U_{t1} * n / 2)) - 1)$$

$$I02 = I_{sc} * (1 + (K_i * (T2 - 25) / 100)) / (\exp((U_{oc} / 2) * (1 + (K_u * (T2 - 25) / 100))) / (U_{t2} * n / 2)) - 1)$$

$$U_{ocmax1} = U_{t1} * n / 2 * \log((I_{L1} / I01) + 1)$$

$$U_{ocmax2} = U_{t2} * n / 2 * \log((I_{L2} / I02) + 1)$$

Dim U(200) As Single, I(200) As Single, U1(200) As Single, I1(200) As Single,
U2(200) As Single, I2(200) As Single

' Построение и запись в таблицу графика ВАХ при СУИ

For X = 0 To (199)

$$U(X) = (((k * 298 / q) * n) * \log((I_{sc} / (I_{sc} / (\exp(U_{oc} / ((k * 298 / q) * n)) - 1))) + 1)) * X / 199$$

$$I(X) = I_{sc} - ((I_{sc} / (\exp(U_{oc} / ((k * 298 / q) * n)) - 1)) * (\exp(U(X) / ((1 * k * 298 / q) * n)) - 1)) - ((I_{sc} / (\exp(U_{oc} / ((k * 298 / q) * n)) - 1)) * (\exp(U(X) / ((2 * k * 298 / q) * n)) - 1)) - (U(X) / R_{sh})$$

$$U(X) = U(X) - (I(X) * R_s)$$

If X > 0 Then

If U(X - 1) < 0 And U(X) > 0 Then

$$I(X - 1) = I(X) - ((I(X - 1) - I(X)) * U(X) / (U(X - 1) - U(X)))$$

$$U(X - 1) = 0$$

End If

If I(X) < 0 And I(X - 1) > 0 Then

$$U(X) = U(X) - ((U(X - 1) - U(X)) * I(X) / (I(X - 1) - I(X)))$$

$$I(X) = 0$$

Exit For

End If

End If

Next X

' Запись полученных данных в таблицу

```

Dim Y As Integer
Y = 0
For X = 0 To (199)
    If U(X) < 0 Then
        Y = Y + 1
    ElseIf I(X) < 0 Then
        Exit For
    Else
        Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 1).Value2 = U(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 2).Value2 = I(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 3).Value2 = U(X) * I(X)
    End If
' Определение точек XX, MM, K3
    If U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
        Sheets("Графики BAX").Cells(3, 1).Value2 = U(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(3, 2).Value2 = I(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(3, 3).Value2 = U(X) * I(X)
    ElseIf I(X) = 0 And U(X) > 0 Then
        Sheets("Графики BAX").Cells(7, 1).Value2 = U(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(7, 2).Value2 = I(X)
        Sheets("Графики BAX").Cells(7, 3).Value2 = U(X) * I(X)
    ElseIf I(X) > 0 And U(X) > 0 Then
        If (U(X) * I(X)) > (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) > (U(X + 1)
* I(X + 1)) Then
            If Sheets("Графики BAX").Range("C5").Value2 = 0 Then
                Sheets("Графики BAX").Cells(5, 1).Value2 = U(X)
                Sheets("Графики BAX").Cells(5, 2).Value2 = I(X)
                Sheets("Графики BAX").Cells(5, 3).Value2 = U(X) * I(X)
            End If
        End If
    End If

```

```

End If
Next X
Erase U
Erase I
Y = 0
'Конец построения ВАХ при СУИ

' Построение графика ВАХ по заданным условиям
' VD = 0 если шунтирующий диод отсутствует на участке
' VD = 1 если шунтирующий диод исправен
' VD = 2 если шунтирующий диод пробит накоротко
If VD1 < 2 And VD2 < 2 Then
  For X = 0 To (199)
    U(X) = Uocmax * X / 199
    I(X) = ILmax - (I0 * (Exp(U(X) / (1 * Ut * n)) - 1)) - (I0 * (Exp(U(X) /
(2 * Ut * n)) - 1)) - (U(X) / ((Rsh * Rsh0) / (Rsh + Rsh0)))
    If I(X) > ILmin Then I(X) = ILmin
    U(X) = U(X) - (I(X) * (Rs + Rs0 + Rs1 + Rs2))
    If X > 0 Then
      If U(X - 1) < 0 And U(X) > 0 Then
        I(X - 1) = I(X) - ((I(X - 1) - I(X)) * U(X) / (U(X - 1) - U(X)))
        U(X - 1) = 0
      End If
      If I(X) < 0 And I(X - 1) > 0 Then
        U(X) = U(X) - ((U(X - 1) - U(X)) * I(X) / (I(X - 1) - I(X)))
        I(X) = 0
      End If
    End If
  Next X
End If

```

$$U1(X) = Uocmax1 * X / 199$$

$$I1(X) = IL1 - (I01 * (\text{Exp}(U1(X) / (1 * Ut1 * n / 2)) - 1)) - (I01 * (\text{Exp}(U1(X) / (2 * Ut1 * n / 2)) - 1)) - (U1(X) / (((Rsh * Rsh0) / (Rsh + Rsh0)) / 2))$$

$$\text{If } I1(X) > (IL1 * Dark1) \text{ Then } I1(X) = IL1 * Dark1$$

$$U1(X) = U1(X) - (I1(X) * (Rs + Rs0 + Rs1))$$

If X > 0 Then

If U1(X - 1) < 0 And U1(X) > 0 Then

$$I1(X - 1) = I1(X) - ((I1(X - 1) - I1(X)) * U1(X) / (U1(X - 1) - U1(X)))$$

$$U1(X - 1) = 0$$

End If

If I1(X) < 0 And I1(X - 1) > 0 Then

$$U1(X) = U1(X) - ((U1(X - 1) - U1(X)) * I1(X) / (I1(X - 1) - I1(X)))$$

$$I1(X) = 0$$

Exit For

End If

End If

$$U2(X) = Uocmax2 * X / 199$$

$$I2(X) = IL2 - (I02 * (\text{Exp}(U2(X) / (1 * Ut2 * n / 2)) - 1)) - (I02 * (\text{Exp}(U2(X) / (2 * Ut2 * n / 2)) - 1)) - (U2(X) / (((Rsh * Rsh0) / (Rsh + Rsh0)) / 2))$$

$$\text{If } I2(X) > (IL2 * Dark2) \text{ Then } I2(X) = IL2 * Dark2$$

$$U2(X) = U2(X) - (I2(X) * (Rs + Rs0 + Rs2))$$

If X > 0 Then

If U2(X - 1) < 0 And U2(X) > 0 Then

$$I2(X - 1) = I2(X) - ((I2(X - 1) - I2(X)) * U2(X) / (U2(X - 1) - U2(X)))$$

$$U2(X - 1) = 0$$

End If

If I2(X) < 0 And I2(X - 1) > 0 Then

$U2(X) = U2(X) - ((U2(X - 1) - U2(X)) * I2(X) / (I2(X - 1) - I2(X)))$

$I2(X) = 0$

Exit For

End If

End If

Next X

If VD1 = 1 And VD2 = 1 Then

Dim ActiveVD As Integer

ActiveVD = 0

For X = 199 To (0) Step -1

If ActiveVD = 0 Or ActiveVD = 1 Then

If U(X) > 0 Then

For Z = 199 To (0) Step -1

If U2(Z) > 0 And I2(Z) >= 0 And U2(Z) >= U(X) Then

For M = Z To (0) Step -1

If M = Z Then

If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M - 1)) Then

If I2(M) > I(X) Then

U(X) = U2(M)

I(X) = I2(M)

ActiveVD = 1

End If

End If

ElseIf M > 0 Then

If U(M - 1) = 0 And I(M - 1) > 0 Then

If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M + 1))

Then

If I2(M) > I(X) Then

```

        U(X) = U2(M)
        I(X) = I2(M)
        ActiveVD = 1
    End If
End If
ElseIf U(M - 1) > 0 And I(M - 1) > 0 Then
    If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M - 1)) And
Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M + 1)) Then
        If I2(M) > I(X) Then
            U(X) = U2(M)
            I(X) = I2(M)
            ActiveVD = 1
        End If
    End If
End If
End If
    End If
Next M
End If
Next Z
ElseIf U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    For Z = 199 To (0) Step -1
        If U2(Z) = 0 And I2(Z) > 0 Then
            If I2(Z) > I(X) Then I(X) = I2(Z)
        End If
    Next Z
End If
End If
If ActiveVD = 0 Or ActiveVD = 2 Then
    If U(X) > 0 Then
        For Z = 199 To (0) Step -1

```

```

If  $U_1(Z) > 0$  And  $I_1(Z) \geq 0$  And  $U_1(Z) \geq U(X)$  Then
  For  $M = Z$  To  $(0)$  Step  $-1$ 
    If  $M = Z$  Then
      If  $\text{Abs}(U(X) - U_1(M)) < \text{Abs}(U(X) - U_1(M - 1))$  Then
        If  $I_1(M) > I(X)$  Then
           $U(X) = U_1(M)$ 
           $I(X) = I_1(M)$ 
           $\text{ActiveVD} = 2$ 
        End If
      End If
    ElseIf  $M > 0$  Then
      If  $U(M - 1) = 0$  And  $I(M - 1) > 0$  Then
        If  $\text{Abs}(U(X) - U_1(M)) < \text{Abs}(U(X) - U_1(M + 1))$ 
Then
          If  $I_1(M) > I(X)$  Then
             $U(X) = U_1(M)$ 
             $I(X) = I_1(M)$ 
             $\text{ActiveVD} = 2$ 
          End If
        End If
      ElseIf  $U(M - 1) > 0$  And  $I(M - 1) > 0$  Then
        If  $\text{Abs}(U(X) - U_1(M)) < \text{Abs}(U(X) - U_1(M - 1))$  And
 $\text{Abs}(U(X) - U_1(M)) < \text{Abs}(U(X) - U_1(M + 1))$  Then
          If  $I_1(M) > I(X)$  Then
             $U(X) = U_1(M)$ 
             $I(X) = I_1(M)$ 
             $\text{ActiveVD} = 2$ 
          End If
        End If
      End If
    End If
  End If

```

```

        End If
    Next M
End If
Next Z
ElseIf U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    For Z = 199 To (0) Step -1
        If U1(Z) = 0 And I1(Z) > 0 Then
            If I1(Z) > I(X) Then I(X) = I1(Z)
        End If
    Next Z
End If
End If
Next X
End If

If VD1 = 1 And VD2 = 0 Then
    For X = 199 To (0) Step -1
        If U(X) > 0 Then
            For Z = 199 To (0) Step -1
                If U2(Z) > 0 And I2(Z) >= 0 And U2(Z) >= U(X) Then
                    For M = Z To (0) Step -1
                        If M = Z Then
                            If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M - 1)) Then
                                If I2(M) > I(X) Then
                                    U(X) = U2(M)
                                    I(X) = I2(M)
                                End If
                            End If
                        End If
                    Next M
                End If
            Next Z
        End If
    Next X
ElseIf M > 0 Then
    If U(M - 1) = 0 And I(M - 1) > 0 Then

```

```

    If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M + 1)) Then
        If I2(M) > I(X) Then
            U(X) = U2(M)
            I(X) = I2(M)
        End If
    End If
    ElseIf U(M - 1) > 0 And I(M - 1) > 0 Then
        If Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M - 1)) And
Abs(U(X) - U2(M)) < Abs(U(X) - U2(M + 1)) Then
            If I2(M) > I(X) Then
                U(X) = U2(M)
                I(X) = I2(M)
            End If
        End If
    End If
    End If
    End If
    Next M
End If
Next Z
ElseIf U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    For Z = 199 To (0) Step -1
        If U2(Z) = 0 And I2(Z) > 0 Then
            If I2(Z) > I(X) Then I(X) = I2(Z)
        End If
    Next Z
End If
Next X
End If

If VD1 = 0 And VD2 = 1 Then

```

```

For X = 199 To (0) Step -1
  If U(X) > 0 Then
    For Z = 199 To (0) Step -1
      If U1(Z) > 0 And I1(Z) >= 0 And U1(Z) >= U(X) Then
        For M = Z To (0) Step -1
          If M = Z Then
            If Abs(U(X) - U1(M)) < Abs(U(X) - U1(M - 1)) Then
              If I1(M) > I(X) Then
                U(X) = U1(M)
                I(X) = I1(M)
              End If
            End If
          End If
        ElseIf M > 0 Then
          If U(M - 1) = 0 And I(M - 1) > 0 Then
            If Abs(U(X) - U1(M)) < Abs(U(X) - U1(M + 1)) Then
              If I1(M) > I(X) Then
                U(X) = U1(M)
                I(X) = I1(M)
              End If
            End If
          ElseIf U(M - 1) > 0 And I(M - 1) > 0 Then
            If Abs(U(X) - U1(M)) < Abs(U(X) - U1(M - 1)) And
Abs(U(X) - U1(M)) < Abs(U(X) - U1(M + 1)) Then
              If I1(M) > I(X) Then
                U(X) = U1(M)
                I(X) = I1(M)
              End If
            End If
          End If
        End If
      End If
    End If
  End If
End If

```

```

        Next M
    End If
Next Z
ElseIf U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    For Z = 199 To (0) Step -1
        If U1(Z) = 0 And I1(Z) > 0 Then
            If I1(Z) > I(X) Then I(X) = I1(Z)
        End If
    Next Z
End If
Next X
End If

```

```

ElseIf VD1 = 2 And VD2 < 2 Then
    For X = 0 To (199)
        U(X) = Uocmax2 * X / 199
        I(X) = IL2 - (I02 * (Exp(U(X) / (Ut2 * n / 2)) - 1)) - (U(X) / (((Rsh *
Rsh0) / (Rsh + Rsh0)) / 2))
        If I(X) > (IL2 * Dark2) Then I(X) = IL2 * Dark2
        U(X) = U(X) - (I(X) * (Rs + Rs0 + Rs2))
        If X > 0 Then
            If U(X - 1) < 0 And U(X) > 0 Then
                I(X - 1) = I(X) - ((I(X - 1) - I(X)) * U(X) / (U(X - 1) - U(X)))
                U(X - 1) = 0
            End If
            If I(X) < 0 And I(X - 1) > 0 Then
                U(X) = U(X) - ((U(X - 1) - U(X)) * I(X) / (I(X - 1) - I(X)))
                I(X) = 0
            End If
        End If
    Next X
End If

```

```

End If
Next X

ElseIf VD1 < 2 And VD2 = 2 Then
  For X = 0 To (199)
    U(X) = Uocmax1 * X / 199
    I(X) = IL1 - (I01 * (Exp(U(X) / (Ut1 * n / 2)) - 1)) - (U(X) / (((Rsh *
Rsh0) / (Rsh + Rsh0)) / 2))
    If I(X) > (IL2 * Dark1) Then I(X) = IL1 * Dark1
    U(X) = U(X) - (I(X) * (Rs + Rs0 + Rs1))
    If X > 0 Then
      If U(X - 1) < 0 And U(X) > 0 Then
        I(X - 1) = I(X) - ((I(X - 1) - I(X)) * U(X) / (U(X - 1) - U(X)))
        U(X - 1) = 0
      End If
      If I(X) < 0 And I(X - 1) > 0 Then
        U(X) = U(X) - ((U(X - 1) - U(X)) * I(X) / (I(X - 1) - I(X)))
        I(X) = 0
      Exit For
    End If
  End If
Next X
End If

' Запись координат графика в файл
For X = 0 To (199)
  If U(X) < 0 Then
    Y = Y + 1
  ElseIf I(X) < 0 Then
    Exit For
  Else

```

```

    Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 4).Value2 = U(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 5).Value2 = I(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(9 + X - Y, 6).Value2 = U(X) * I(X)
End If

' Определение точек XX, MM, K3
If U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    Sheets("Графики BAX").Cells(3, 4).Value2 = U(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(3, 5).Value2 = I(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(3, 6).Value2 = U(X) * I(X)
ElseIf I(X) = 0 And U(X) > 0 Then
    Sheets("Графики BAX").Cells(7, 4).Value2 = U(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(7, 5).Value2 = I(X)
    Sheets("Графики BAX").Cells(7, 6).Value2 = U(X) * I(X)
ElseIf I(X) > 0 And U(X) > 0 Then
    If (U(X) * I(X)) > (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) > (U(X + 1)
* I(X + 1)) Then
        If Sheets("Графики BAX").Range("F5").Value2 = 0 Then
            Sheets("Графики BAX").Cells(5, 4).Value2 = U(X)
            Sheets("Графики BAX").Cells(5, 5).Value2 = I(X)
            Sheets("Графики BAX").Cells(5, 6).Value2 = U(X) * I(X)
        End If
    End If
End If

Next X

MsgBox "Выполнено!", , "Сообщение"

End Sub

```

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Исходный код программы для обработки вольт-амперных характеристик

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
    ' Очищаем ячейки с точками ХХ, ММ, КЗ  
    With Worksheets("Оценка состояния ФЭМ")  
        .Range(.Cells(3, 1), .Cells(3, 6)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Оценка состояния ФЭМ")  
        .Range(.Cells(5, 1), .Cells(5, 6)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Оценка состояния ФЭМ")  
        .Range(.Cells(7, 1), .Cells(7, 6)).ClearContents  
    End With  
    With Worksheets("Оценка состояния ФЭМ")  
        .Range(.Cells(9, 3), .Cells(208, 6)).ClearContents  
    End With  
  
    ' Считываем точки графика ВАХ для оценки  
    Dim U(200) As Single, I(200) As Single  
  
    For X = 0 To 199  
        U(X) = Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X, 1).Value2  
        I(X) = Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X, 2).Value2  
        If (U(X) > 0 And I(X) = 0) Or (U(X) = 0 And I(X) > 0) Or (U(X) > 0 And  
I(X) > 0) Then Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X, 3).Value2 = I(X) *  
U(X)  
    Next X  
    ' Определение точек ХХ, ММ, КЗ
```

For X = 0 To 199

 If U(X) = 0 And I(X) > 0 Then

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 1).Value2 = U(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 2).Value2 = I(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 3).Value2 = U(X) * I(X)

 End If

 If I(X) = 0 And U(X) > 0 Then

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 1).Value2 = U(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 2).Value2 = I(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 3).Value2 = U(X) * I(X)

 End If

 If I(X) > 0 And U(X) > 0 Then

 If (U(X) * I(X)) > (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) > (U(X + 1) * I(X + 1)) Then

 If Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Range("C5").Value2 = 0 Then

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 1).Value2 = U(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 2).Value2 = I(X)

 Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 3).Value2 = U(X) *

I(X)

 End If

 End If

 End If

Next X

Dim E, T, Isc, IscSTC, Uoc, UocSTC, Imm, ImmSTC, Umm, UmmSTC, Ki, Ku

E = Range("I3").Value2

T = Range("J3").Value2

IscSTC = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("B3").Value2

UocSTC = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("A3").Value2

ImmSTC = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("D3").Value2

```
UmmSTC = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("C3").Value2
Ki = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("F3").Value2
Ku = Sheets("Исходные параметры ФЭМ").Range("E3").Value2
```

```
' Обработка BAX
```

```
' Проверка на открытые шунтирующие диоды
```

```
Dim Nmax As Integer, Nmin As Integer
```

```
Nmax = 0
```

```
Nmin = 0
```

```
For X = 0 To 199
```

```
    If U(X) > 0 And I(X) > 0 Then
```

```
        If (U(X) * I(X)) > (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) > (U(X + 1)
* I(X + 1)) Then Nmax = Nmax + 1
```

```
        If (U(X) * I(X)) < (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) < (U(X + 1)
* I(X + 1)) Then Nmin = Nmin + 1
```

```
    End If
```

```
Next X
```

```
'Если открытых диодов нет
```

```
If Nmax = 1 Then
```

```
    ' Корректировка BAX к СУИ
```

```
    Dim Ut As Single
```

```
    Ut = 1.38 * (10 ^ (-23)) * 298 * Sheets("Исходные параметры
ФЭМ").Range("G3").Value2 / (1.6 * (10 ^ (-19)))
```

```
    Dim a As Single
```

```
    a = 1 * Ut / Range("B5").Value2
```

```
    Dim b As Single
```

```
    b = -Range("A5").Value2 * ((2 * Range("B5").Value2) -
Range("B3").Value2) / ((Range("A5").Value2 * Range("B3").Value2) +
Range("A7").Value2 * (Range("B5").Value2 - Range("B3").Value2))
```

```
    Dim c As Single
```

```

c = (-((2 * Range("A5").Value2) - Range("A7").Value2) / (1 * Ut)) +
(((Range("A5").Value2 * Range("B3").Value2) - (Range("A7").Value2 *
Range("B5").Value2))) / ((Range("A5").Value2 * Range("B3").Value2) +
Range("A7").Value2 * (Range("B5").Value2 - Range("B3").Value2)))

```

```

Dim d As Single

```

```

d = (Range("A5").Value2 - Range("A7").Value2) / (1 * Ut)

```

```

Dim W1 As Single

```

```

W1 = Log(-b * Exp(c))

```

```

For X = 0 To 99

```

```

    W1 = Log((-b * Exp(c)) / (-W1))

```

```

Next X

```

```

Dim Rs As Single

```

```

Rs = a * (W1 - (d + c))

```

```

'Dim Rsh As Single

```

```

'Rsh = ((Range("A5").Value2 - (Range("B5").Value2 * Rs)) *
(Range("A5").Value2 - (Rs * (Range("B3").Value2 - Range("D3").Value2)) - (1 *
Ut))) / (((Range("C3").Value2 - (Range("D3").Value2 * Rs)) * (Range("B3").Value2
- Range("D3").Value2)) - (1 * Ut * Range("D3").Value2))

```

```

For X = 0 To 199

```

```

    Dim I11

```

```

    I11 = I(X)

```

```

    I(X) = I11 * (1000 / E) * (1 + (Ki * (25 - T) / 100))

```

```

    If U(X) = 0 And (U(X) + (Range("A7").Value2 * ((Ku * (25 - T) / 100)
+ (0.06 * Log(1000 / E)))) - (Rs * (I(X) - I11))) > 0 Then

```

```

        U(X) = 0

```

```

    Else

```

```

        U(X) = U(X) + (Range("A7").Value2 * ((Ku * (25 - T) / 100) + (0.06
* Log(1000 / E)))) - (Rs * (I(X) - I11))

```

```

    End If

```

```

If X > 0 Then
    If U(X - 1) < 0 And U(X) > 0 Then
        
$$I(X - 1) = I(X) - ((I(X - 1) - I(X)) * U(X) / (U(X - 1) - U(X)))$$

        
$$U(X - 1) = 0$$

    End If
    If I(X) < 0 And I(X - 1) > 0 Then
        
$$U(X) = U(X) - ((U(X - 1) - U(X)) * I(X) / (I(X - 1) - I(X)))$$

        
$$I(X) = 0$$

    Exit For
End If
End If
Next X

' Запись полученных данных в таблицу
Y = 0
For X = 0 To (199)
    If U(X) < 0 Then
        Y = Y + 1
    ElseIf I(X) < 0 Then Exit For
    ElseIf U(X) = 0 And I(X) = 0 Then
    Else
        Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X - Y, 4).Value2 =
U(X)

        Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X - Y, 5).Value2 = I(X)
        Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(9 + X - Y, 6).Value2 =
U(X) * I(X)
    End If
' Определение точек XX, MM, K3
If U(X) = 0 And I(X) > 0 Then
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 4).Value2 = U(X)

```

```

Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 5).Value2 = I(X)
Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 6).Value2 = U(X) * I(X)
Isc = I(X)
ElseIf I(X) = 0 And U(X) > 0 Then
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 4).Value2 = U(X)
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 5).Value2 = I(X)
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(7, 6).Value2 = U(X) * I(X)
    Uoc = U(X)
    Exit For
ElseIf X > 0 And I(X) > 0 And U(X) > 0 Then
    If (U(X) * I(X)) > (U(X - 1) * I(X - 1)) And (U(X) * I(X)) > (U(X +
1) * I(X + 1)) Then
        If Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Range("F5").Value2 = 0
Then
            Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 4).Value2 = U(X)
            Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 5).Value2 = I(X)
            Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(5, 6).Value2 = U(X) *
I(X)

            Imm = I(X)
            Umm = U(X)
            End If
        End If
    End If
Next X

' Выполняем диагностику ВАХ
If Abs(((Imm * Umm) / (ImmSTC * UmmSTC)) - 1) < 0.05 Then
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 12).Value2 = Round((Imm
* Umm) / (ImmSTC * UmmSTC) * 100, 1)
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 13) = "Замечаний нет"

```

Else ' Если есть отклонение по мощности, то определяем причину

End If

ElseIf Nmax > 1 Then

Dim Reason As String, I1, I2, I3, U1, U2, U3, Section

Section = 1

Reason = "Зашунтировано участков: " & Nmax - 1 & "."

For Z = 199 To 0 Step -1

If U(Z) > 0 And I(Z) = 0 Then

U1 = U(Z)

I1 = I(Z)

End If

If Z > 0 And Z < 199 Then

If (U(Z) * I(Z)) > (U(Z - 1) * I(Z - 1)) And (U(Z) * I(Z)) > (U(Z + 1)

* I(Z + 1)) Then

U2 = U(Z)

I2 = I(Z)

End If

If (U(Z) * I(Z)) < (U(Z - 1) * I(Z - 1)) And (U(Z) * I(Z)) < (U(Z + 1)

* I(Z + 1)) Then

U3 = U(Z)

I3 = I(Z)

End If

End If

If U(Z) = 0 And I(Z) > 0 Then

U3 = U(Z)

I3 = I(Z)

End If

If I3 > 0 Then

'If U3 = 0 Then

```

        'Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 12).Value2 =
Round((I2 * U2) / (ImmSTC * UmmSTC) * 100, 1)
    'End If
    If Round((((I2 - I1) / (U2 - U1)) / ((I3 - I1) / (U3 - U1))), 0) = 1 Then
        Reason = Reason & Chr(10) & "Участок " & Section & " имеет
высокое сопротивление в цепи ячеек."
    Else
        Reason = Reason & Chr(10) & "Участок " & Section & " имеет
затенение: " & Round((1 - (I3 / (IscSTC * E / 1000))) * 100, 1) & "%."
    End If
    U1 = U3
    I1 = I3
    U2 = 0
    I2 = 0
    U3 = 0
    I3 = 0
    Section = Section + 1
End If
Next Z
    Sheets("Оценка состояния ФЭМ").Cells(3, 13) = Reason
End If

MsgBox "Выполнено!", , "Сообщение"
End Sub

```