

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ПРОВЕРЕНО
Рецензент

_____ И.О. Фамилия
(подпись, место для печати)
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)
« ___ » _____ 2020 г.

Исследование причин деградации солнечных модулей и возможные пути решения
проблемы

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.04.02.2020.288.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель
Д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
« ___ » _____ 2020г.

Автор
Студент группы П-288

_____ Д.А. Хвостов
« ___ » _____ 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Хвостов Д.А. Исследование причин деградации солнечных модулей и возможные пути решения проблемы. – Челябинск, ЮУрГУ, П-288; 2020, 66 с, 21 ил., библиогр. список – 59 наим.

Исследование причин деградации является одной из ключевых задач современной солнечной энергетики. Экономические затраты, связанные со строительством ФЭС, подразумевают бесперебойное обеспечение потребителей солнечной энергией с запланированными показателями. Снижение эффективности, выход из строя панелей, генерирующих солнечную энергию ведут к серьезным финансовым потерям инвесторов и энергетических компаний.

Для того, чтобы обеспечить максимально возможный срок службы солнечных панелей необходимо понимать природу деградации, а также пути возможного решения разрушения солнечного модуля.

Данная работа посвящена поиску возможных причин снижения эффективности работы фотоэлектрических станций, поиску причин деградации солнечных панелей, а также предложения и способы решить поставленные проблемы.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ								
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Исследование причин деградации солнечных модулей и возможные пути решения проблемы			Лит.		Лист	Листов		
Разраб.	Хвостов			В				К	Р	3	66		
Пров.				ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»									
Н. контр.													
Утв.	Кирпичникова												

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. СОСТАВ И СТРУКТУРА ОРСКОЙ СЭС	7
1.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАНЦИИ С УЧЕТОМ ВВОДА РАСШИРЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ	7
1.2 РАСПОЛОЖЕНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	10
2. ДЕГРАДАЦИЯ СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ	13
2.1 МАТЕРИАЛЫ И ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ДЕГРАДАЦИЯ.....	14
3 ВЛИЯНИЕ ИЗОЛЯТОРА ВНУТРЕННЕЙ ЧАСТИ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ НА РЕЖИМЫ ДЕГРАДАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ.....	17
4. РАССЛАИВАНИЕ МАТЕРИАЛОВ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ ...	21
5. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ	24
5.1 ВЛИЯНИЕ ПОТЕМНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ.....	26
5.2 ВЛИЯНИЕ РАССЛОЕНИЯ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ.....	28
5.3. ВЛИЯНИЕ РАСТРЕСКИВАНИЯ ЯЧЕЙКИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ	30
5.5. ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИИ СЕРЕБРЯНОЙ СЕТКИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ	40
5.5. ВЛИЯНИЕ ПЫЛЕВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК	43
5.6. ВЛИЯНИЕ БИОЛОГИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	48

										Лист
										4
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ					

6. РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ САКМАРСКОЙ СОЛНЕЧНОЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАЦИИ ИМ. А.А. ВЛАЗНЕВА.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	60

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Развитие солнечной энергетики с каждым годом стремительно набирает обороты. От 0,021 ГВт мощности, вырабатываемой энергии от солнечных электростанций в 1985 году до 301 ГВт мощности в 2016 году, в общемировом значении. При таком стремительном росте возникает проблема: - «Как увеличить срок эксплуатации солнечных модулей, как снизить количество отказов, а также как утилизировать действующие солнечные панели».

Относительно молодая отрасль энергетики еще не столкнулась с проблемой массовой утилизации солнечных модулей, содержащими токсичные и вредные вещества – свинец и кадмий. При обычном плавлении стекла происходит активное выделение токсичных примесей. Процесс переработки использованных солнечных панелей трудоемкий и ресурсозатратный.

Срок эксплуатации солнечных панелей составляет 30-40 лет при нормальном режиме работы. Но выход из строя солнечных электростанций может быть вызван не только отказом модуля вследствие технической неисправности, также массовый выход из строя может быть вызван разрушениями результате воздействия стихийных бедствий: град, ураган, землетрясение, торнадо, тайфун и т. д. Поэтому очень важным вопросом является увеличить срок работы солнечных модулей, а также найти возможные способы утилизации отработавших элементов.

В настоящее время известно множество отказов фотоэлектрических модулей. Для энергетических компаний и инвесторов эти неудачи трудно оценить, потому что мало информации о том, как сильно они влияют на мощность солнечных электростанций и как часто происходит конкретный режим отказа в реальных фотоэлектрических системах. Отсутствие информации добавляет ненужную неопределенность к риску инвестиций.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

1. СОСТАВ И СТРУКТУРА ОРСКОЙ СЭС

Назначение объекта – производство электрической энергии, основанной на фотоэлектрическом преобразовании энергии солнечного излучения в электрическую энергию. Предлагаемый вариант подключения Сакмарской СЭС к прилегающей энергосистеме – транзит. Вводимая электрическая мощность– 25 МВт. В 2017 году за счёт расширения Сакмарской СЭС произошло увеличение установленной мощности станции до 40 МВт.

Для преобразования постоянного тока фотоэлектрических солнечных модулей в переменный трехфазный ток применяются блочно-модульные инверторные установки (БМИУ). Для выдачи выработанной энергии в прилегающую энергосистему проектом предусмотрено строительство повышающей подстанции 10/110 кВ в границах Сакмарской СЭС. В дальнейшем по ВЛ 110 кВ СЭС соединяется с существующей электрической сетью.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка поиск проблемы снижения эффективности и деградации модулей солнечной электростанции во время эксплуатации посредством анализа существующих проблем в данной отрасли, а также рекомендации по увеличению эффективности и снижению эффекта деградации.

1.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАНЦИИ С УЧЕТОМ ВВОДА РАСШИРЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ

Суммарная площадь земельных участков - 100 гектаров

Длина периметров - 5 936 метров

Установлено 160 110 фотоэлектрических модулей (ФСМ) – элементов, преобразующих энергию солнечного излучения в электрическую энергию постоянного тока.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Фотоэлектрические модули закреплены на опорных металлоконструкциях общим весом 3 139 тонн, установлены на винтовых сваях (Ø76 мм) и забивных сваях (гнутой профиль и швеллер), общее количество которых – 55 550 штук.

Силовой трансформатор повышает напряжение, полученное со всех блочно-модульных инверторных установок с 10 до 110 кВ, а затем передает его в сеть.

Эксплуатирующий персонал, оборудование защит, автоматизации, охранно-пожарные и другие вспомогательные системы расположены в оперативных пунктах управления ОПУ 15 МВт, ОПУ 25 МВт, совмещенных с комплектными распределительными устройствами.

Управление станциями может осуществляться с совмещенного оперативного пункта управления (ОПУ) 2-ой и 3-й очереди расширения, ОПУ Орской СЭС, а также удаленно, с диспетчерского щита управления Орской ТЭЦ-1.

Рельеф станции спланирован в ходе подготовки монтажа для фундаментов и колонн под здание и сооружение фотоэлектрических панелей.

Обратная засыпка выполнена согласно проекту для выравнивания площадки.

Вертикальная планировка выполнена методом проектных горизонталей в границах отведенной территории и за пределами участка для отвода поверхностных стоков (ливневых и талых вод). Планировка выполнена с отводом поверхностных вод в пониженные места проезжей части и проектируемую водоотводную канаву. Ливневая канализация данным проектом не предусматривается.

Технико – экономические показатели основного объекта станции:

- 1.Площадь отведенного участка, га – 79,75.
- 2.Площадь застройки, га - 76,30
- 3.Плотность застройки, % - 95,7
4. Площадь территории в ограде, м² - 78,70
- 5.Площадь покрытия дорог, пешеходных дорожек, м² - 16024,92

										Лист
										8
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ					

6. Периметр ограды ФЭС м: 3438,66

Благоустройство территории Фотоэлектрической станции предусматривает:

- щебеночное покрытие въездов-выездов, и основных дорог;
- установка ограждения по периметру;
- покрытие отмостки вокруг зданий и сооружений – асфальтобетон;
- вне границы проектирования участок не благоустраивается.

Для освещения территории предусмотрена установка прожекторов [1].

Электрическая силовая сеть СЭС состоит из четырех составляющих, отличающихся различным уровнем напряжения и рода тока.

Первая – преобразовательная часть. Содержит цепи постоянного тока, распределённые на значительной территории и включающие многочисленные фотоэлектрические солнечные модули (ФСМ), радиальные и магистральные кабельные линии постоянного тока, щиты распределительные постоянного тока (сумматоры) и входные цепи инверторов, установленных в БМИУ;

Вторая – трехфазные цепи переменного тока напряжением до 1 кВ, включающие в себя:

- выходные цепи инверторов;
- коммутационное оборудование до 1 кВ;
- обмотки НН трансформаторов 0,4/10 кВ.

Третья - трёхфазные цепи переменного тока напряжением 10 кВ, включающие в себя:

- обмотку ВН трансформаторов 0,4/10 кВ;
- коммутационное оборудование 10 кВ БМИУ;
- кабель 10 кВ от БМИУ до КРУ-10 кВ;
- оборудование КРУ-10 кВ;
- токопровод до обмоток НН трансформатора 10/110 кВ;
- обмотки НН трансформатора 10/110 кВ.

Четвертая – трехфазные цепи переменного тока напряжением 110 кВ, включающие в себя:

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

- обмотки ВН трансформатора 10/110 кВ;

Для обеспечения работы основных и вспомогательных систем Сакмарской СЭС используется электрическая энергия. Основным источником электрической энергии является подключаемая ВЛ 110 кВ. Отбор мощности на собственные нужды осуществляется при помощи двух трансформаторов собственных нужд мощностью 160 кВ·А каждый. Трансформатор собственных нужд подключается к шинам 10 кВ. Напряжение собственных нужд, используемое для работы вспомогательных систем, - трехфазное 0,4 кВ.

Питание потребителей I категории вспомогательных систем (систем связи, АСУ, пожарной охраны, охранного комплекса и т.п.) в аварийных режимах осуществляется от источников бесперебойного питания и системы оперативного постоянного тока.

Для работы Сакмарской СЭС в аварийных режимах, в условиях отсутствия источника внешнего напряжения, проектом предусматривается дизель-генераторная установка (ДГУ). Время выхода на рабочий режим дизель-генераторной установки не превышает предельное время работы потребителей I категории от источников бесперебойного питания. Запас топлива обеспечивает работу ДГУ в течение 12 часов.

Использование иных видов топлива в технологическом процессе производства электроэнергии Сакмарской СЭС проектом не предусматривается.

Ввиду того, что в основе технологического процесса работы Сакмарской СЭС лежит использование энергии солнечного излучения, влияние Сакмарской СЭС на окружающую среду минимально.

1.2 РАСПОЛОЖЕНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

а) Место расположения участка «Сакмарской солнечной фотоэлектрической станции им. А.А. Влазнева установленной мощностью 40 МВт» в г. Орске, Оренбургской области.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

Берем данные по ближайшему городу из СП «Строительная климатология» г. Кувандык.

б) Район строительства относится к III-A климатическому району и характеризуемого суровой зимой и жарким летом.

в) Абсолютная минимальная температура – 44 °С, абсолютная максимальная температура + 42 °С.

г) Средняя температура отопительного периода – 6,9 °С.

д) Температура наиболее холодной пятидневки – 34 °С.

е) Продолжительность отопительного периода 204 дней.

ж) Нормативная глубина промерзания почвы – 1,90 м.

з) Среднемесячная температура воздуха в январе – 12,9 °С, в июле +25°С.

и) По весу снегового покрова участок строительства относится к IV району с расчетным давлением снегового покрова – 2,4 КПа на 1 м²

к) Сейсмичность района строительства согласно карте ОСР-97-С-не более 6 баллов.

л) Нормативное давление ветра - 0,38 КПа на 1 м².

Земельный участок площадки проектируемой Фотоэлектрической станции с западной стороны граничит с железной дорогой, направлением между станциями Никель и Круторожино, а с северной стороны – с асфальтированной дорогой между посёлками Победа и Круторожино, с восточной стороны – строящейся подстанцией филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала и с южной стороны – с пологим склоном, протяженностью 50 – 100 м.

Район расположения площадки характеризуется рельефом с колебанием абсолютных отметок от 248,0 до 260,0 м.

Участок Сакмарской ФЭС с 1959 г. использовался как золоотвал. В 1982 году сброс золошлаковой пульпы в него был прекращен и, начиная с этого времени до 2001 года, золоотвал использовался как промежуточная емкость для сброса из-

										Лист
										11
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ					

быточных вод Орской ТЭЦ-1 в ручей Казах-Чехан. С марта 2001 года сброс воды на золоотвал не производился.

В настоящее время зеркало воды на его площади отсутствует. Сакмарская ФЭС является уникальным экологическим объектом генерации электроэнергии из солнечного излучения мощностью 40 МВт. Сакмарская ФЭС изображена на рис.1.1.

В настоящее время на солнечной электростанции наблюдается снижение вырабатываемой мощности, а также деградация солнечных панелей.

Одной из целей данной работы является поиск возможной причины снижения эффективности преобразования энергии солнца в электрическую, а также увеличения срока жизни основных элементов станции – солнечных модулей.

В рассматриваемых далее главах перечислены все возможные причины снижения эффективности работы ФЭС, а также пути решения проблем.



Рис.1.1 Сакмарская ФЭС (пункт управления и солнечные модули)

2. ДЕГРАДАЦИЯ СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ

Одной из самых серьезных проблем современной солнечной энергетики является потеря эффективности, а именно деградация фотоэлектрического модуля при эксплуатации - potential induced degradation (PID). Снижение эффективности снижает срок службы модуля, а также увеличивает стоимость единицы электрической энергии, вырабатываемой электростанцией. В некоторых случаях деградация может быть обратимой, но всегда представляет собой сложную техническую проблему, требующую незамедлительного решения.

О том, что такое PID, впервые пришлось задуматься инженерам американского производителя гелиопанелей SunPower. Высокоэффективное оборудование в некоторых случаях теряло до 30% от заявленной заводом мощности за чрезвычайно короткий срок. Причиной этого послужила поляризация — потенциал солнечных панелей относительно земли. Заземление положительного электрода позволило не только надежно предотвращать деградацию, но и восстанавливать работу агрегатов, уже подвергшихся этому процессу. Сутью PID является появление токов утечки, наблюдаемых в пространствах между пластинами полупроводника и прочими составляющими модуля: защитного каркаса; ламинирующей пленки или материала ПЭТ; стеклом. Модуль, таким образом, теряет способность создавать паспортное выходное напряжение. К этому результату приводит разность потенциалов между солнечной батареей (составляющими ее модулями) и монтажной конструкцией (каркасом из нержавеющей стали или алюминия). [2]

Процессу деградации подвергаются все модули без исключения: моно- и поликристаллические; тонкопленочные. В каждом конкретном случае она, однако, протекает особенным образом и с различной степенью интенсивности. Особенно нежелательным процесс представляется с той точки зрения, что проекты любых модульных систем по переработке солнечной энергии в электрическую, а также крупных солнечных электростанций предполагают бесперебойное функционирование на протяжении не менее, чем 25-30 лет. Непредвиденное значитель-

										Лист
										13
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ					

ное уменьшение их выработки в первые же годы является катастрофой как в техническом, так и в экономическом отношении.

В следующих главах подробно рассмотрены возможные причины деградации, а также меры, препятствующие потере эффективности фотоэлектрических модулей.

2.1 МАТЕРИАЛЫ И ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ДЕГРАДАЦИЯ

В дипломной работе рассмотрены возможные причины отказов фотоэлектрических модулей, вследствие деградации различных элементов системы солнечной электрической станции. Исследованные причины деградации солнечных модулей позволят оценить вероятную потерю мощности при воздействии внешних и внутренних факторов, оказывающих влияние на систему в целом. В дипломной работе рассмотрены механизмы первопричины возникновения деградации, предлагаются способы имитации воздействия внутреннего разрушения на фотоэлектрическую систему для снижения уровня воздействия, а также увеличения эффективности и срока жизни солнечных модулей.

Чтобы лучше понять причину эффектов деградации солнечного модуля, полезно рассмотреть систему фотоэлектрической панели и уровень ячейки отдельно. На уровне модуля сильнейшими факторами, влияющими на деградацию, является взаимодействие материала оболочки, стекла и рамы, что приводит к определенным путям утечки тока. Кроме того, свойства материала, производственные процессы, а также компоновка модуля способствуют возникновению и частоте деградации.

При использовании этиленвинилацетата (EVA) в качестве инкапсулянта было показано, что листы с предположительно высокими скоростями проникновения уксусной кислоты снижают чувствительность к деградации и выцветанию ячеек [3, 4]. (Не только сама уксусная кислота, но и попадание влаги после расслаивания фотоэлектрических модулей, в свою очередь, приводит к коррозии металлических контактов и увеличению последовательного сопротивления [5]. Следова-

									Лист
									14
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ				

тельно, конструкция ламината с точки зрения состава различных материалов оказывает сильное влияние на деградацию ячейки.

Свойства изолятора, такие как его полярность, удельное объемное сопротивление или коэффициент пропускания водяного пара, сильно влияют на эффект деградации. Поскольку натрий из стекла должен проходить через изолятор, существует сильное влияние типа герметизирующего материала на этот поток ионного тока. Следовательно, один из возможных способов уменьшить эффекты деградации, вызванные протеканием ионного тока через изолятор, заключается в выборе наиболее подходящего герметизирующего материала. EVA с высоким объемным сопротивлением гарантируют сильное сопротивление деградации [6], так как более высокое объемное сопротивление уменьшает массообмен ионов с передней стороны стекла на фотоэлемент, что приводит к менее проводящему герметизирующему материалу и меньшему току утечки [7]. Но высокие температуры снижают удельное сопротивление ЭВА и поэтому являются критическим фактором [6].

Однако если замена материала должна обеспечить защиту от воздействия деградации, то ключевым параметром является его удельное объемное сопротивление. Кроме того, следует идентифицировать материалы с низким коэффициентом пропускания водяного пара, так как проникновение влаги должно быть уменьшено.

Для сравнения, несколько исследований новых инкапсулянтов на основе полиолефинов показали, что более низкая полярность и более низкие значения коэффициента пропускания водяного пара в сочетании с отсутствием уксусной кислоты могут полностью подавить эффект потенциально вызванной деградации. Обзор объемного удельного сопротивления некоторых герметизирующих материалов показан на рис. 2.1.

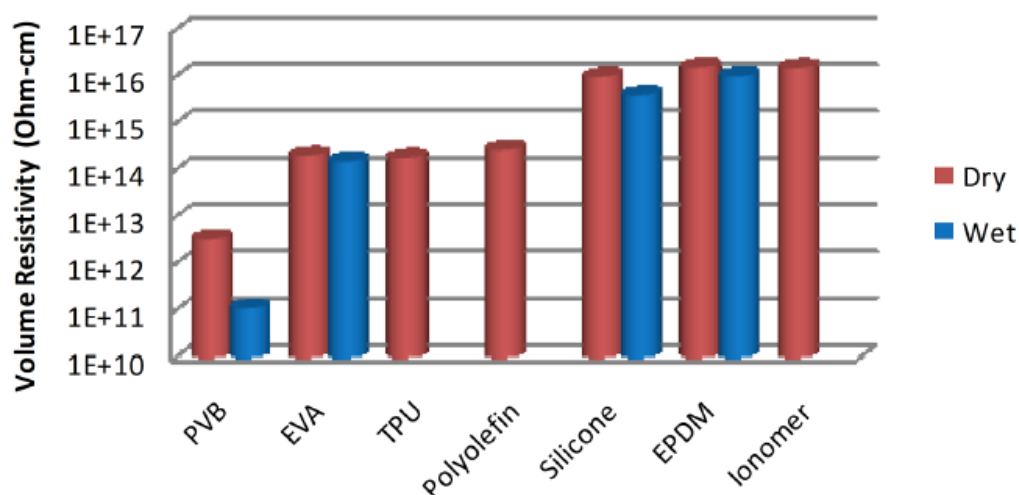


Рис. 2.1 Объемное удельное сопротивление, измеренное с использованием полярности переменного тока постоянного тока +/- 700 В. «Мокрые» образцы погружают в воду при 40 ° С. [8]

Факторы окружающей среды, такие как влажность и температура, также влияют на эффект деградации солнечного модуля. Влажность образует пленку на переднем стекле, которая становится электропроводной после того, как порог протекания составляет около 60% соединения [9]. Влияние температуры на эффекты деградации, с другой стороны, является своеобразным. Некоторые эксперименты [8] показали, что повышенная температура не только приводит к более быстрым скоростям деградации из-за увеличенного тока утечки, но также играет важную роль в процессе регенерации в панели.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.04.02.2020.288.00.00ПЗ

3 ВЛИЯНИЕ ИЗОЛЯТОРА ВНУТРЕННЕЙ ЧАСТИ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ НА РЕЖИМЫ ДЕГРАДАЦИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

Совместное функционирование изолятора и защитного слоя важно для долговечности пакета модуля. Режимы деградации, на которые влияют детали этих двух компонентов, включают обесцвечивание, которое может привести к потерям при пропускании солнечного излучения, расслоению, которое облегчает проникновение влаги, и коррозию металла, которая зависит от влажности и кислотности в изоляторе (например, уксусная кислота из этиленвинилацетата). В некоторых случаях наблюдалась деградация антиотражающего покрытия солнечных элементов. Наконец, температурный коэффициент расширения и механические свойства оболочки должны быть совместимы с балансом конструкции модуля.

Этиленвинилацетат был наиболее часто используемым инкапсулянт. Поливинилбутираль (ПВБ) был рассмотрен в качестве альтернативы [10]. На рынке также существуют различные иономеры и широкий спектр полиолефинов, таких как полиэтилен, которые могут обеспечивать такие свойства, как более высокое электрическое сопротивление. Обычные конструкции внутренней части включают внешний слой на основе фторполимера для стойкости к ультрафиолетовому излучению, внутренний слой ПЭТФ для электрической изоляции и внутренний слой этиленвинилацетата (ЭВА) для адгезии. (например, TPE (Ted-lar [поливинилфторид] / PET / EVA). Варианты могут содержать металлическую (обычно алюминиевую) фольгу в качестве барьеров для влаги или использовать другие материалы, стабилизирующие ультрафиолетовое излучение, с полиэфирным слоем. В качестве альтернативы, может быть использовано стекло на задней стороне фотоэлектрического модуля, что обусловлено его свойствами пароизоляции.

Производительность этих материалов может отличаться в зависимости от того, как они используются. Паровые барьеры, хотя и полезны для предотвращения попадания влаги, могут также непреднамеренно удерживать побочные продукты реакции, образующиеся под воздействием света или тепла, внутри модуля. Это может привести к усилению коррозии или образованию пузырей.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Возможно проникновение влаги в отверстия распределительной коробки и на краю модуля. Хотя некоторые полимерные герметики могут сами по себе иметь положительные свойства.

Отслоение наблюдается между изолятором и задней поверхностью модуля и внутри слоев заднего листа. На внутренней части солнечной панели возможно образование пузырей. Это может быть связано с тем, что в качестве одного слоя на заднем листе используется пароизоляция, такая как алюминиевая фольга. Например, газ CO₂, образующийся в качестве побочного продукта сшивания внутри ламината, не может выйти, а возникающее в результате давление приводит к расслаиванию и появлению карманов в виде пузырьков или пузырей.

Относительные скорости передачи водяного пара необходимы для понимания окружающей среды в фотоэлектрическом модуле. За исключением иономерного изолятора, на рис. 3.1 видно, что влага обычно проходит гораздо быстрее через герметики, чем через защитные слои при измерении при 85 ° C [11].

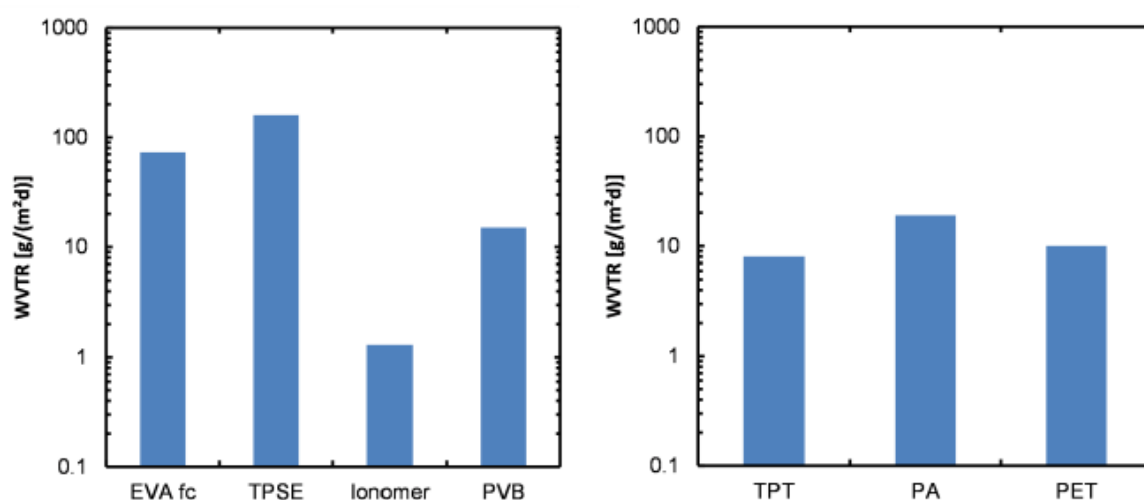


Рис. 3.1 Скорость пропускания водяного пара (WVTR) через герметики, этиленвинилацетат (EVA), термопластичный силиконовый эластомер (TPSE), иономер и поливинилбутираль (PVB), а также через обратные слои Ted-lar-polyester-Tedlar (TPT) фольга, лист полиамида (PA) и полиэтилентерефталат (PET) композитные пленки

Передача водяного пара через задний лист, тем не менее, относительно быстрая. В одномерном расчете проникновения влаги в структуры стекло / EVA / ячейка / EVA / задний лист концентрация влаги в обратном EVA как функция времени при воздействии постоянных условий окружающей среды, начиная с изначально сухой среды, выражается как

$$C(t) = C_0 (1 - \exp(-WVTR_{backsheet} t / C_{sat, EVA} dEVA)), \quad (3.1)$$

где C_0 и $C_{sat, EVA}$ - начальная и насыщенная концентрация EVA, а $dEVA$ - толщина EVA. Если $dEVA = 0,46$ мм, $C_{sat, EVA} (27^\circ C) = 0,0022$ г / см³, время в днях для достижения 50% насыщения. В фотоэлектрических модулях важным вопросом является скорость, с которой влага поступает на переднюю часть ячейки и способствует коррозионному повреждению металла Ag-ячейки с трафаретной печатью, границы раздела с Si и другой металлической частью, такой как паяные связи. Концентрация растворенной воды как функция расстояния от края показана на рисунке 3.2. Этот анализ для стекла / стеклянный модуль, указывает, что проникновение влаги через задние листы происходит намного быстрее.

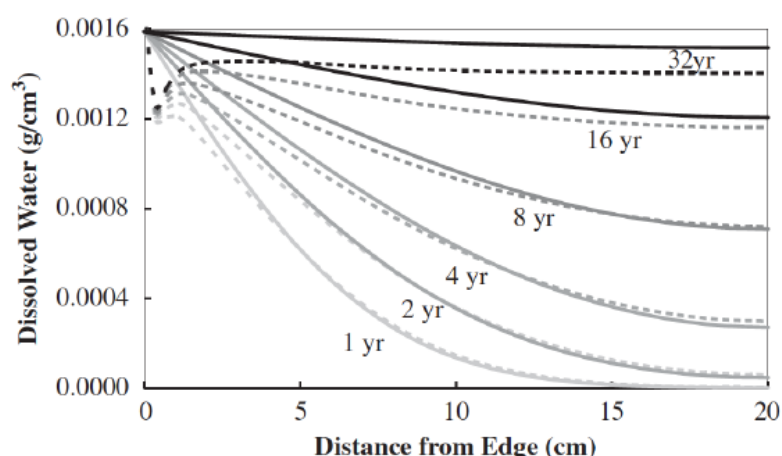


Рис. 3.2. Одномерная модель проникновения влаги в двухслойную конструкцию из ламината с использованием ЭВА. Сплошные линии и пунктирные линии

достигаются при использовании двух разных методов. $T = 27: 1$ (°C) и $RH = 71,2\%$.

Простого использования влагобарьерных материалов недостаточно, поскольку необходимо учитывать такие вопросы, как адгезия и перенос влаги на поверхности раздела и отверстия. На рис.3.3 показан модуль, подверженный коррозии внешнего слоя ячеек. Расслоение часто происходило над распределительными ячейками и по краям. Коррозии в этих модулях способствовало расслоение, которое позволяло подвергать материалы воздействию влаги в виде жидкой воды из окружающей среды. Можно видеть, что конструкция из стекла не обязательно исключает попадание влаги в модули, что также можно понять с учетом результатов на рис.3.3.



Рис. 3.3. Стекло-стеклянный модуль со специфическим типом герметика иономера, который, как оказалось, имеет недостаточную адгезию, показывая расслоение и коррозию.

4. РАССЛАИВАНИЕ МАТЕРИАЛОВ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ

Основная функция этиленвинилацетат - служить структурным клеем в фотоэлектрическом модуле. Таким образом, плохая адгезия ЭВА с другими компонентами модуля ослабляет структурную целостность и механическую прочность фотоэлектрических модулей, что ухудшает надежность модуля при механической нагрузке. Тем не менее, в настоящее время не существует количественного требования к минимальной прочности каждого интерфейса в фотоэлектрических модулях. Прочность структурной связи молекул в модуле подвержена таким нагрузкам, как влага, тепло, ультрафиолетовое излучение и химические взаимодействия.

Расслоение и изоляция трещинных ячеек являются актуальными режимами отказов при длительном режиме эксплуатации фотоэлектрических модулей в полевых условиях, что приводит к потерям мощности, превышающим 10%. Тем не менее, в 5% отказов фотоэлектрических модулей, зарегистрированных в первые два года после поставки [12], также сообщалось о расслоении, предположительно из-за несовершенного производства.

Относительно адгезионной прочности ЭВА к другим материалам модуля, влияющим на способность изоляционной поверхности противостоять расслаиванию и обеспечивать оптимальное уплотнение, испытания на отслаивание. Проверка испытанных образцов показывает расслоение вдоль границы раздела между изоляционной поверхностью и стеклом с результирующей шероховатой поверхностью [13], а также с расслоением вдоль титанового луча и поверхности ЭВА [14]. Из диаграммы, относящей силу отслаивания на единицу ширины, к удлинению отслаивания, полученному из испытаний на отслаивание 90 ° заднего листа с жесткой стеклянной подложки [13], можно получить представление о адгезионном поведении полимера.

Ультрафиолетовое воздействие само по себе может также привести к потере адгезии и последующему расслаиванию [15, 16]. Разложение поглотителей ультрафиолета

трафиолета приводит к образованию бензойной кислоты и фенольного продукта. Эта кислота катализирует и ускоряет отслоение ЭВА от стекла.

Вопрос в том, что следует ли использовать УФ-поглотители и фосфиды в герметиках из ЭВА, предназначенных для фотоэлектрических модулей с длительным сроком службы.

Термовязкоупругие свойства изоляционной поверхности [17, 18] также играют важную роль в адгезии при отслаивании, поскольку модуль Юнга, выражающий адгезионную жесткость, E/h , сильно зависит от температуры. Экспериментальные результаты сообщают, что критическое раскрытие трещины для полного расслоения зависит от температуры. В результате этих зависимых испытаний испытания на отслаивание в [14, 19] показывают, что прочность на отслаивание, а также энергия адгезии G_c на границе раздела ЭВА и стекла уменьшается почти линейно от 25 до 50 °C, с резким падением при температуре более чем на 60 °C, когда ЭВА становится очень мягким. Следовательно, для правильной оценки адгезии между ЭВА и стеклом следует проводить испытания при соответствующих температурах, а не только при комнатной температуре (рис.4.1).

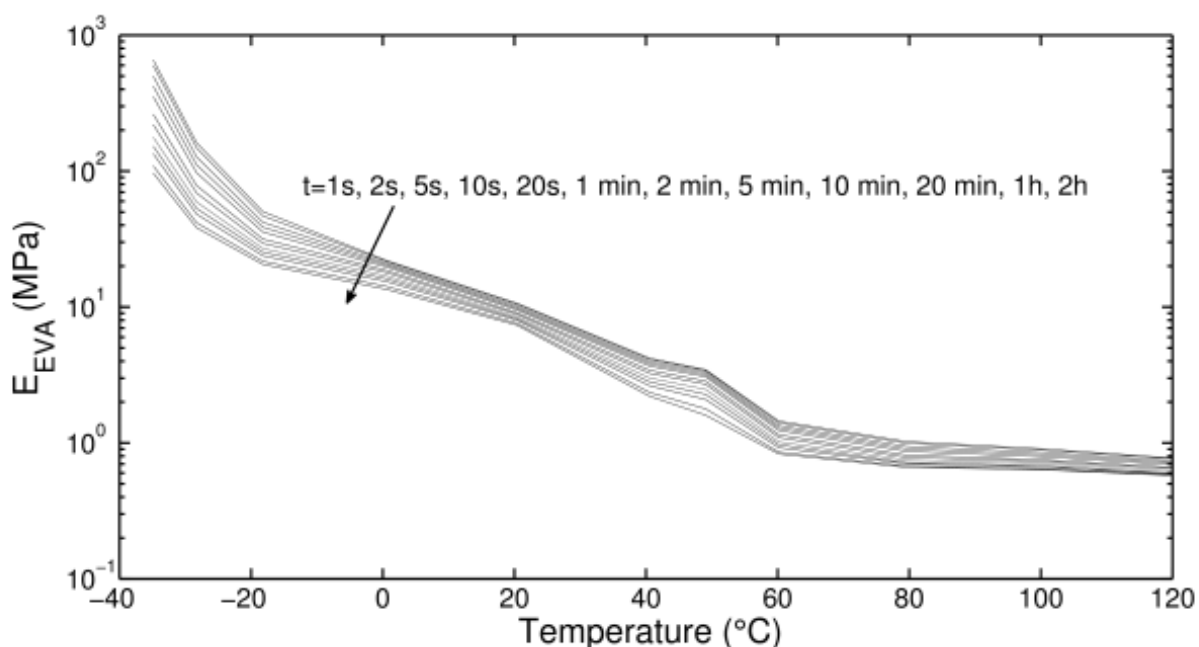


Рис. 4.1 Температурная зависимость модуля Юнга ЭВА

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.04.02.2020.288.00.00ПЗ

Воздействие фотоэлектрического модуля на окружающую влагу также является причиной разрушения изоляционного слоя. ЭВА проницаема для диффузии паров [20], инфильтрация которой может вызвать явления окисления на поверхности солнечного элемента и затем значительные потери мощности. Кроме того, на скорость расслаивания влияет влажность окружающей среды с уменьшением интенсивности адгезии [13]. Испытания на отслаивание, проведенные при температуре окружающей среды 30°C и с различной относительной влажностью, показали отказ на границе раздела титановый луч-ЭВА с пониженной адгезионной энергией был повышенный уровень влажности.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

5. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

В фотоэлектрическом модуле различные детали объединены в одну систему. Для некоторых типов сбоев одна часть элементов системы может привести к полной потере мощности или неисправности модуля. Это касается разъемов, кабелей, задней панели, распределительной коробки и стекла. Эти части могут привести не только к потере мощности фотоэлектрического модуля, но и к потере мощности всей цепочки в фотоэлектрической системе. Другие детали, такие как заливочный материал, рама, ячейки, лента межсоединения ячеек, струнное соединение, шунтирующие диоды и стеклянное покрытие, могут частично выходить из строя без полной потери мощности модуля или фотоэлектрической системы.

Строка модуля. Кроме того, шунтирующие диоды способны предотвратить полную потерю мощности модуля, например, если подстрока модуля является дефектной.

По этой причине требуется полная структура для представления потерь мощности фотоэлектрических модулей. Самый простой способ - смоделировать модуль с помощью электрической модели и описать механизмы старения для каждой части компонента. На рис. 5.1 показана такая структура. Элементы структуры должны иметь распределение начальных значений, чтобы охватить реалистичные условия.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

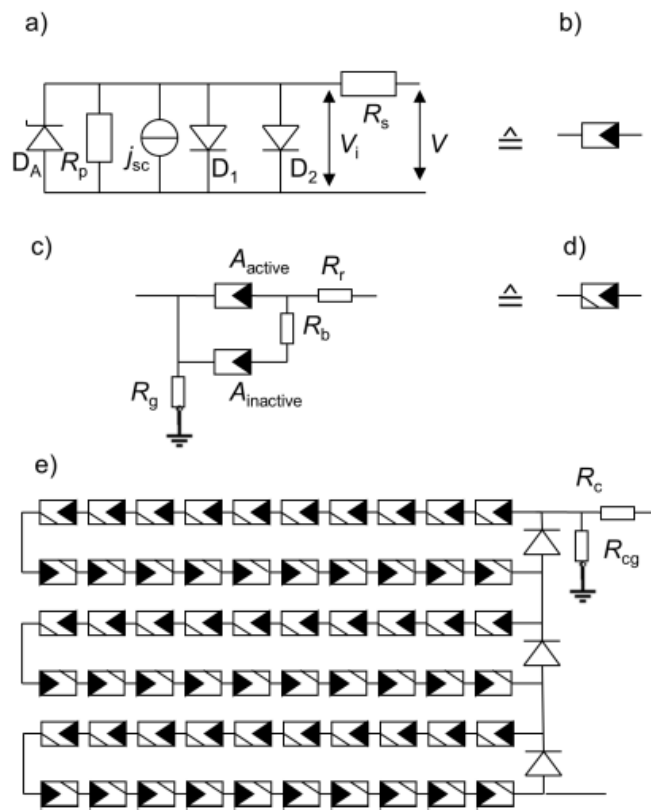


Рис. 5.1. Электрическая основа для моделирования старения фотоэлектрических модулей

В литературе описаны различные модели старения для компонентов модуля. Их можно использовать для моделирования поведения частей каркаса. Механизмы старения, влияющие на интенсивность света, можно смоделировать, уменьшив начальный ток источника тока в ячейке. Старение соединительных лент ячейки приводит к увеличению сопротивления ленты. Разрыв ячейки влияет на сопротивление разрыва и параллельное сопротивление ячейки. Потенциальная деградация влияет также на параллельное сопротивление ячейки.

Помимо параметров материала и зависимых от материала моделей старения необходимы входные параметры для климатических условий. Для моделирования отказа фотоэлектрического модуля во многих случаях необходимо знание внутренних нагрузок, таких как температура, химические условия, радиация и механические нагрузки на фотоэлектрический модуль. Они могут быть измерены или

взяты из публикаций по типичным климатическим зонам. Очень важной частью является преобразование внешних нагрузок во внутренние нагрузки модуля.

5.1 ВЛИЯНИЕ ПОТЕМНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

Параметры для модельного прогноза пожелтения ЭВА в модуле фотоэлектрической панели многочисленны: концентрация пероксидов и антиоксидантов в соединении ЭВА, профиль температуры и длина ламинирования. Процесс передачи стеклянной лицевой панели модуля в ультрафиолетовом диапазоне, интенсивность солнечного излучения, температура модуля, размер ячеек и проницаемость полимерного заднего листа или торцевое уплотнение. Потери мощности, вызванные пожелтением, также зависят от квантовой эффективности клеток в спектральном диапазоне поглощения хромофоров. Параметр модуля, на который влияет пожелтение изоляционного слоя, представляет собой плотность тока короткого замыкания. Ток короткого замыкания выражается в виде интеграла от произведения внешнего квантового выхода и спектральной интенсивности падающего света $I(\lambda)$, достигающей элементов в диапазоне поглощения солнечных элементов:

$$JSC = q \int I(\lambda) EQE(\lambda) d\lambda, \quad (5.1)$$

где q - элементарный заряд, а λ - длина волны. Таким образом, принимая во внимание внешние потери, поглощение инкапсуляции $A(\lambda)$ перед ячейками и отражение падающего света на передней панели $R(\lambda)$ модулей, ток короткого замыкания выражается как:

$$JSC = q \int I(\lambda) (1 - R(\lambda) - A(\lambda)) EQE(\lambda) d\lambda. \quad (5.2)$$

Таким образом, существует линейная корреляция между фототоком, генерируемым на данной длине волны, и поглощением ЭВА на этой длине волны.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Насколько известно, не существует модели, которая описывает эволюцию поглощения капсулирующего вещества в зависимости от вышеупомянутых влияющих факторов.

Обесцвечивание фотоэлектрической части панели - это постоянное изменение отказа в течение срока службы модулей. Некоторые модули показывают более быстрый, другие - более медленный процесс пожелтения.

Очевидное потемнение является признаком того, что модуль начал деградировать; модули, показывающие небольшое потемнение, могут не показывать обнаруживаемые потери мощности. Как правило, среднегодовые темпы деградации вследствие пожелтения составляют около 0,5% в год [21] и могут достигать 1% в год в жарком и влажном или умеренном климате [22]. Тем не менее потери мощности до 10% в год наблюдались для зеркальных фотоэлектрических модулей, установленных в условиях пустыни [23]. Некоторые исследования [24] сообщают о постоянных скоростях деградации, в то время как другие предполагают, что эта скорость деградации увеличивается со временем в течение более продолжительных промежутков времени [25]. Это увеличение связано с расширением обесцвечивания фотоэлектрической части от только желтого блокирующего света на коротких волнах до коричневого. Обычно потери тока короткого замыкания в 10% наблюдаются в течение первого десятилетия воздействия для модулей, склонных к пожелтению [26].

Подводя итог, следует отметить, что потери мощности, вызванные пожелтением изоляционного слоя, первоначально следуют за постоянной скоростью потерь, и эта скорость ухудшения увеличивается со временем, когда увеличивается коэффициент поглощения фотоэлектрической панели и происходит большее ухудшение выбивания фотоэлектронов, что приводит к более быстрой деградации.

Пожелтение достигает значения насыщения, поскольку поглотитель УФ-излучения, участвующий в образовании хромофоров, со временем истощается. Хотя это не было экспериментально подтверждено, и другие системы с разложением фотоэлектрического модуля не показывают насыщенности.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Что касается процесса пожелтения [27], то потеря мощности во времени, вызванная пожелтением герметика, повторяет сигмовидную кривую, показывающую фазу инициирования, линейное уменьшение мощности и, в конечном счете, насыщение, когда пожелтение достигает своего максимума.

5.2 ВЛИЯНИЕ РАССЛОЕНИЯ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

Расслоение является важной причиной пиковой потери мощности в фотоэлектрических модулях. Это может происходить на любом из интерфейсов в модуле фотоэлектрической панели. Основными факторами расслоения являются напряжения, возникающие на границе раздела от остаточных тепловых напряжений или от внешних механических напряжений, приложенных на модуле, а также ухудшение межфазного соединения в результате воздействия тепла, ультрафиолета и влаги. Увеличение отражения можно рассчитать с использованием уравнений Френеля. Для поверхностей раздела «стекло/воздух» и «ЭВА/воздух» коэффициент отражения поверхности составляет около 4%. Эта потеря отражения вызывает падение пиковой мощности из-за уменьшения тока короткого замыкания [28]. Кроме того, расслаивание связано с другими факторами деградации модуля. Влага, диффундирующая в фотоэлектрическую панель, может конденсироваться в области расслоения и ускорять распространение области расслоения. Расслоение также образует путь для более быстрого проникновения влаги в модули. Когда на поверхности ячейки происходит расслаивание, происходит коррозия металлических компонентов. В результате конденсации влаги, образуются соединения уксусной кислоты и кислород, поступающие на поверхность раздела [29]. Расслоение может ускорить проникновение влаги и способствовать конденсации влаги. Следовательно, коррозия ускоряется при расслаивании.

Из-за оптических потерь и увеличения сопротивления, вызванного коррозией, ячейки в отслаиваемой области будут производить меньше тока. Это является источником текущего несоответствия. Если несоответствие является значительным,

									Лист
									28
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ				

это приведет к срабатыванию обходного диода и дальнейшему снижению мощности фотоэлектрического модуля [30].

Было проведено исследование 25-ти летнего модуля с частичным потемнением и расслаиванием поверхности [28]. Основной причиной потери максимальной мощности является падение тока из-за увеличенной отражательной способности воздушного зазора в отслаивающейся области, а также пониженной пропускной способности обесцвеченной поверхности фотоэлектрического модуля. Общая потеря тока в части с расслаиванием и обесцвечиванием в 3,8 раза выше, чем без нее. Расслоение и изменение цвета наблюдаются в основном по краю модуля. За первые 3 года развертывания мощность модуля P_{max} упала почти на 20%, а ток короткого замыкания упал на 5% [29]. Деградация объясняется расслаиванием, проникновением влаги и последующей коррозией на электрических контактах в модуле. Расслоенная область вызывает несоответствие клеток и приводит к локальному нагреву. Высокая температура в зоне расслоения и обесцвечивания способствует более быстрому проникновению влаги, расслоению и коррозии. Расслаивание дополнительно ускоряет разрушение антиотражающего покрытия на передней части ячейки и коррозию металлических компонентов, контактирующих с ячейками. Более того, расслаивание приведет к потере мощности из-за несоответствия элементов питания в модуле.

Потеря адгезии и расслаивание могут происходить при воздействии тепла и влаги [31]. При ускоренных испытаниях расслаивание часто вызывается влажным теплом. Снижение прочности на отслаивание сильно зависит от температуры и относительной влажности в условиях испытания. Модель дозы влажности предлагается исходя из относительной влажности поверхности заднего листа в качестве движущей силы и температурой в качестве ускоряющего фактора. Показано, что корреляция между прочностью на отслаивание и дозой влажности соответствует экспоненциальной модели с энергией активации ~ 63 кДж / моль. Деградация вызвана повышенным последовательным сопротивлением из-за коррозии соединения припоя и линии сетки. Более глубокое исследование показывает, что захва-

									Лист
									29
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ				

ченная уксусная кислота, произведенная фотоэлементом, ответственна за коррозию соединения между серебряной шиной или линией сетки, напечатанной на экране, и поверхностью ячейки.

В связи с важной ролью влаги в процессе расслаивания были проведены исследования по проникновению влаги в фотоэлектрические модули. Был использован анализ методом конечных элементов для моделирования проникновения влаги с фактическими атмосферными данными. Влага может проникнуть в непроницаемую конструкцию через края модуля в течение срока службы. Влага в модуле может конденсироваться и увеличивать скорость коррозии. Из-за остаточных сдвиговых напряжений в модуле конденсированная вода с большей вероятностью образуется на границе раздела между ЭВА и ячейкой / стеклом. Это может вызвать ускоренную коррозию и усиленное межфазное расслоение. Расслоение обеспечит более быстрые пути для дальнейшего проникновения влаги. Определение влагопоглощения для различных изоляционных материалов требует большего внимания.

5.3. ВЛИЯНИЕ РАСТРЕСКИВАНИЯ ЯЧЕЙКИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДУЛЯ

Современное моделирование влияния растрескивания элементов кристаллических кремниевых солнечных элементов основано на определении максимальной площади электрически отсоединенного элемента, вызванной трещиной элемента. Электрическая стимуляция солнечного модуля показывает ожидаемые потери мощности [32]. Однако большинство обнаруженных трещин в ячейке не отделяют электрическую часть от ячейки, особенно в течение всего срока службы фотоэлектрического модуля.

Сжимающее термоупругое остаточное напряжение накапливается в солнечных элементах после ламинирования модуля. Следовательно, солнечные элементы, растрескавшиеся после стадии ламинирования, имеют тенденцию проявлять низкое электрическое сопротивление через трещину элемента. Дальнейшее применение

									Лист
									30
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ				

ние механического изгиба индуцирует напряженное растягивающее состояние в солнечных элементах, которое, наложенное на остаточные напряжения сжатия, постепенно компенсирует их и приводит к увеличению трещины, что в конечном итоге вызывает электрическую изоляцию вдоль линии трещины. В электрических моделях с распределенным последовательным сопротивлением влияние деформации на электрический отклик может быть учтено путем введения дополнительного локализованного сопротивления в соответствии с точкой, в которой путь металлизации ячейки пересекает трещину [33].

Важный вопрос заключается в том, как долго трещины ячейки должны электрически отделять части ячейки друг от друга. Металлизация лицевой стороны серебра трескается одновременно с появлением трещин в кремнии. Тем не менее, когда механическая нагрузка исчезает, металлизация на лицевой стороне восстанавливается практически без какого-либо дополнительного контактного сопротивления. Напротив, металлизация задней стороны алюминия не сразу изолируется при первом растрескивании кремния. Сопротивление электрическим трещинам медленно увеличивается на количество циклов. После определенного цикла электрический контакт через обратную металлизацию показывает случайное контактирование и изоляцию. Неизвестно, какой именно критический параметр влияет на время электрического разложения материалов, находящихся на задней стороне вдоль трещин ячейки.

Второй аспект клеточных трещин редко рассматривается в литературе. Трещины ячейки показывают вдоль пути трещины дефектную поверхность кремния. Вдоль этой поверхности течет резко усиленный рекомбинационный ток [33]. Для упрощения этот параллельный диод также может быть смоделирован как параллельное сопротивление. Рекомбинационный ток особенно снижает эффективность освещения фотоэлектрических модулей. Если каждая ячейка в модуле с 60 ячейками имеет трещины, и все трещины ячейки не приводят к разделенной области ячейки, потери мощности модуля обычно ниже 2,5% от номинальной мощности при стандартных условиях испытаний [32].

Потери мощности фотоэлектрического модуля с помощью электрического каркаса для фотоэлектрических модулей, показаны на рис. 5.2. Зависимость от времени влияние климата на противодействие трещинам пока не известно. Также неизвестно, какие факторы производства элемента / модуля влияют на то, как долго проводимость через трещину элемента будет достаточной для выработки электроэнергии, для каждого модуля эти параметры обусловлены индивидуальным строением структуры электрической системы, а также зоной расположения фотоэлектрических панелей.

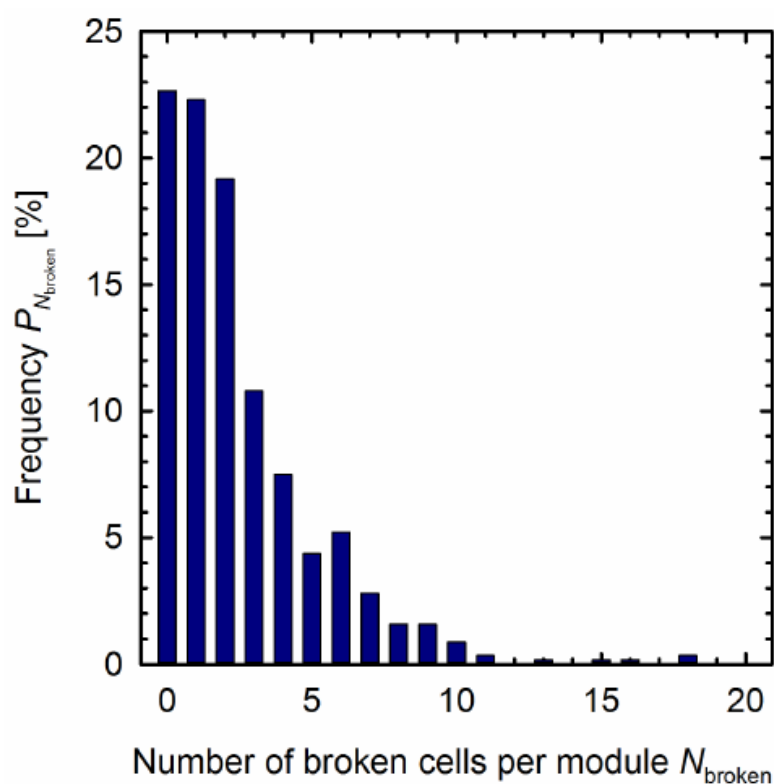


Рис. 5.2 Типичное распределение клеточных трещин в фотоэлектрическом модуле

При относительном снижении мощности модуля приблизительно на 10%, при возникновении растрескивания ячейки, последовательное сопротивление незначительно возрастает. Для 10% потерь мощности модуля последовательное увеличение сопротивления составляет 0,5 Ом/см², что обуславливает абсолютное паде-

ние коэффициента заполнения на 2% и примерно 2,6% от наблюдаемой 10% потери мощности модуля. По мере того, как количество соединительных шинных лент увеличивается на элементе, последовательное сопротивление и потери несоответствия уменьшаются, поскольку способность сбора тока сохраняется в большей степени, несмотря на растрескивание элемента.

Как правило, фотоэлектрические системы очень неоднородно подвержены трещинам клеток. Кроме того, отдельные части ячейки из-за растрескивания ячейки уменьшаются ток в точке максимальной мощности. Эти два факта приводят к потере мощности в фотоэлектрической системе, которая не равна сумме потерь мощности отдельных модулей.

Для моделирования максимальной ожидаемой потери мощности из-за трещин в фотоэлектрической системе необходимо знать распределение частей ячеек, которые могут быть изолированы из-за трещин в ячейке. Это распределение может быть измерено с помощью электролюминесценции или УФ-флуоресценции. Для распределения отдельных частей ячеек, приведенного на рис. 5.3, выполняется моделирование для расчета ожидаемого распределения выходной мощности системы, состоящей из фотоэлектрических модулей, с этим распределением изоляции частей ячеек.

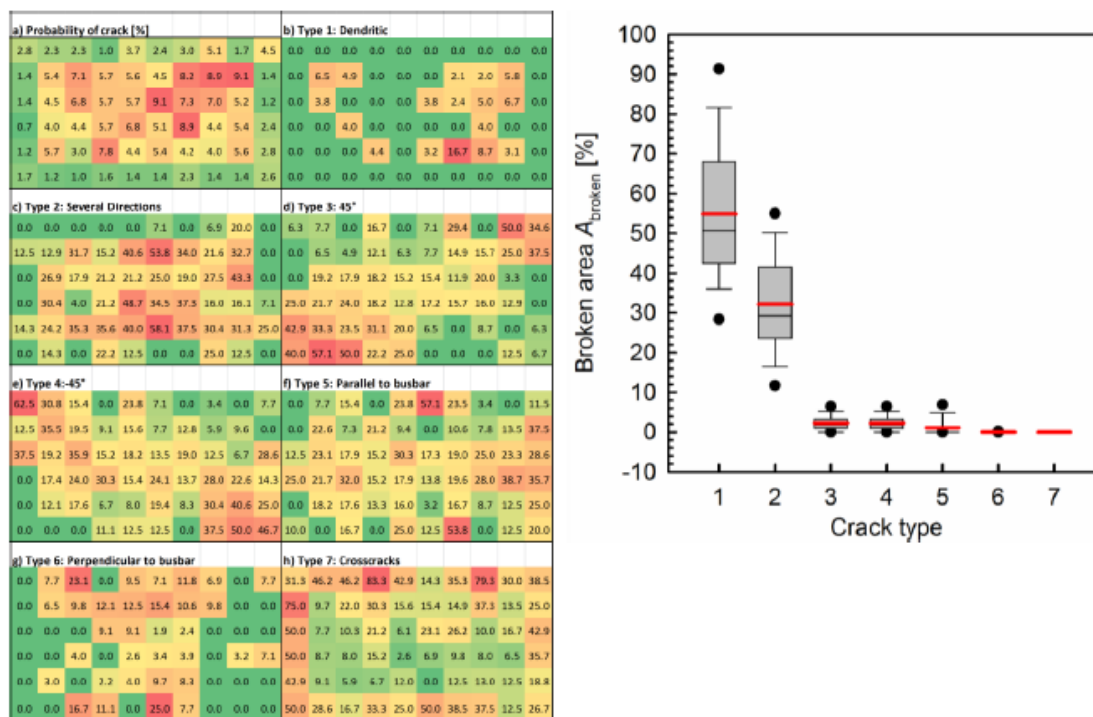


Рис. 5.3 Распределение изолированных частей клетки описывается этими двумя графиками. Левый график показывает распределение различных классов точечных трещин по измеренным модулям. Правый график показывает распределение разбитой области для семи классов трещин.

В настоящее время нет способа определить, приведут ли существующие трещины ячейки к потере мощности или нет. Может показаться любопытным, что фотоэлектрические модули с большим количеством трещин в ячейке сохраняют свою мощность намного дольше, чем фотоэлектрические модули, имеющие только некоторые трещины в ячейке. В первом случае трещины в ячейке могут не привести к высоким сопротивлениям растрескиванию, но во втором случае сопротивление растрескиванию может увеличиться в течение короткого периода времени и привести к высоким потерям мощности, вызванным только некоторыми трещинами ячейки. Распределение выходной мощности фотоэлектрических модулей с трещинами ячеек, оказывающей влияние на фотоэлектрическую систему указан на рис.5.4.

Как уже упоминалось, развитие на рынке имеет тенденцию переходить трем шинам на ячейку и более или даже к многопроводным подходам. Это снизит риск потери мощности, потому что только небольшие детали могут отсоединиться от соответствующей шины. Тем не менее, текущие ячейки и схемы соединения ячеек достигают высоких коэффициентов заполнения в модуле.

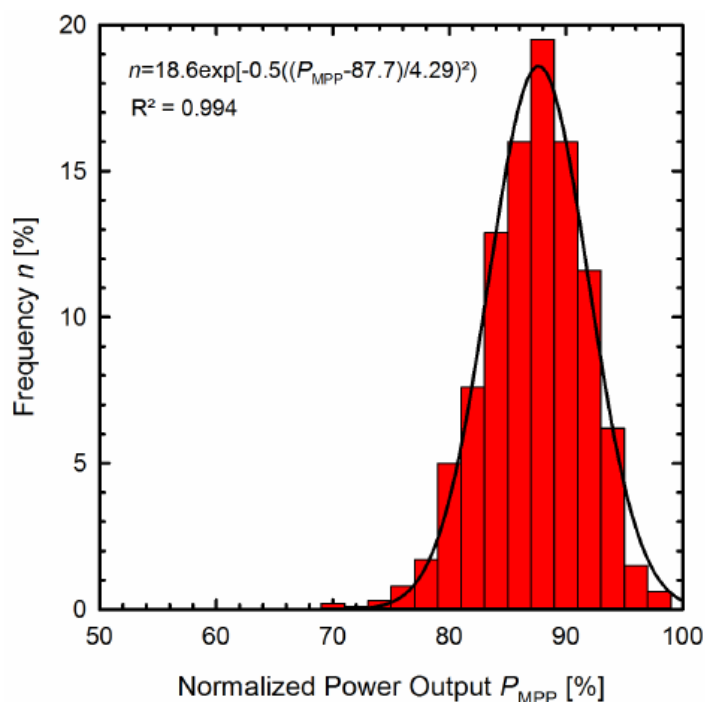


Рис. 5.4 Распределение выходной мощности строк фотоэлектрических модулей с трещинами ячеек. Выходная мощность нормируется на мощность бездефектной линии соединения ячеек.

5.4. ВЛИЯНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ДЕГРАДАЦИИ ПРИ ШУНТИРОВАНИИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.

Различают два режима отказов для кристаллических кремниевых элементов: PID-p (для поляризации или пассивации) и PID-s (для шунтирования). PID-p представляет собой временное и обратимое ухудшение пассивирующего слоя, которое снижает производительность из-за увеличения поверхностной рекомбинации [34]. PID-s происходит из-за тока утечки, в который вовлечен ионный поток Na^+ из стекла, герметика или поверхности ячейки в ячейку, диффузия в дефекты укладки

кремния и шунтирование ячейки [35]. Включение натрия в поверхность Si ухудшает электрические характеристики системы. Часть этой деградации необратима, а другая часть обратима при термической. PID-s, по-видимому, являются основной проблемой PID в этой области из-за большой доли рынка традиционных p-n-кремниевых солнечных элементов.

В типичных тестах PID применяется высокое напряжение между ячейками и рамой модуля. Для внутренних испытаний клеммы модуля создают короткое замыкание, чтобы иметь равномерный потенциал элементов. Окружающей средой могут быть естественные условия на открытом воздухе или условия в помещении.

Модель тока утечки в зависимости от влажности и температуры. Измерение тока утечки имеет решающее значение для оценки стабильности, однородности и непрерывности испытаний ПИД-регулятора. Но до сих пор ток утечки не был четко связан с падением мощности модулей кристаллического кремния [9, 36]. Более высокая проводимость нитрида кремния и увеличенная площадь металлизации, приводящие к уменьшенному переносу натрия к кремнию и восстановительным характеристикам PID-ов [37], являются некоторыми из объяснений отсутствия взаимосвязи между током утечки и потерями мощности PID-s.

В дипломной работе рассмотрены три эмпирические модели PID эффекта. Первая модель описывает снижение мощности и восстановление [38]. Вторая модель описывает деградацию и восстановление сопротивления шунта [39]. Третья модель описывает снижение мощности для кристаллического кремния [40] и для тонких пленок. Все модели основаны на экспериментах в помещении с фотоэлектрическими модулями. Тонкопленочные модели были сравнены с испытаниями на открытом воздухе.

Все модели предполагают, что PID зависит от приложенного напряжения (системного напряжения) U между элементами и рамой, температуры модуля T , относительной влажности окружающей среды H и времени t .

Модель, определяющая влияние температуры и влажности основана на матрице экспериментов в помещении, где модули подвергаются воздействию перемен-

											Лист
											36
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ						

ного напряжения, температуры модулей и влажности окружающей среды. Условия варьируются для определения параметра модели для уравнения мощности модуля P_{mod} :

$$P_{mod}(U, T, H, t) = P_{ini} [1 - p(t)] \quad (5.3)$$

Начальная мощность модуля - P_{ini} . Функция $p(t)$ символизирует потерю мощности из-за воздействия окружающей среды:

$$p(t) = p_{\infty} (1 - e^{-t/\tau_1}) + e^{-t/\tau_2} \quad (5.4)$$

$$p_{\infty} = \lim_{t \rightarrow \infty} p(t) \quad (5.5)$$

Чтобы определить параметр модели, снижения мощности измеряется как функция времени с системным напряжением U в качестве параметра и фиксированной влажностью H и температурой T . Мощность насыщения p_{∞} определяется путем подбора уравнения (4) к измеренным данным, как показано на рис. 5.5.

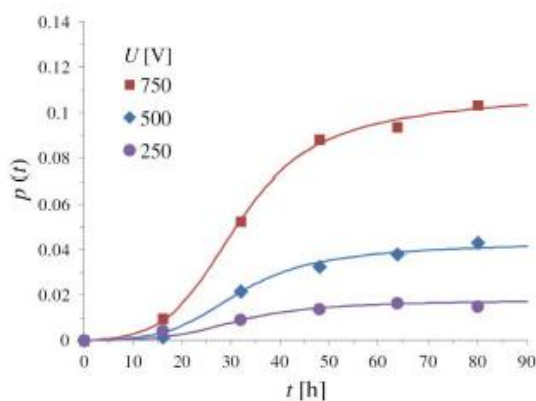


Рис. 5.5 Падение мощности как функция времени с напряжением системы в качестве параметра.

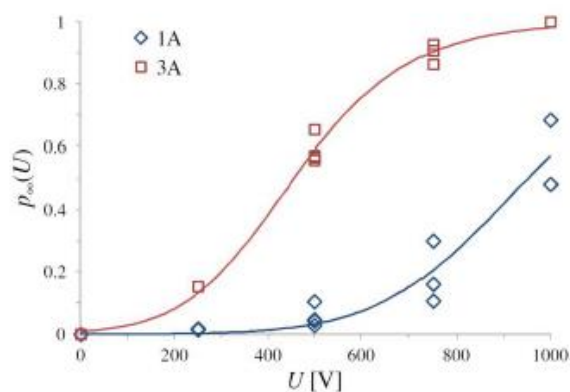


Рис. 5.6. Конечное значение мощности как функция приложенного напряжения с типом модуля в качестве параметра.

Коэффициенты следующих параметров уравнений извлекаются путем подбора определенной насыщающей мощности как функции напряжения системы (рис. 5.6), с влажностью H и температурой T в качестве параметров

$$p_{\infty}(U) = \left(1 + e^{\frac{U-U_0}{\Phi}}\right)^{-2}, \quad (5.6)$$

$$a(H) = \frac{H_0}{H}, \quad (5.7)$$

$$b(T) = e^{\frac{T-T_0}{\theta}}, \quad (5.8)$$

$$t_0(T, H) = a \cdot b \cdot t'_0, \quad (5.9)$$

$$\tau_1(T) = b^2 \cdot \tau'_1, \quad (5.10)$$

$$\tau_2 = \tau'_2. \quad (5.11)$$

Модель имеет 6 свободных параметров. Параметры H_0 и T_0 являются масштабными параметрами. Был выбран параметр $H_0 = 41,39 \text{ г/м}^3$ и $T_0 = 323,15 \text{ К}$, что соответствует относительной влажности 50% относительной влажности и температуре 50° С . Параметры $a(H)$ и $b(T)$ являются функциями ускорения. Для $T = T_0$ и $H = H_0$ они равны 1, поэтому τ'_1, τ'_2 - постоянные времени в этих условиях. Параметр τ_2 остается постоянным для данного модуля. Эти параметры должны быть извлечены методом наименьших квадратов для каждого типа модулей.

Процесс регенерации ПИД-регулятора активируется путем отключения напряжения системы. Скорость регенерации увеличивается с ростом температуры. Моделирование регенерации энергии происходит по следующим расширяющим уравнениям [38].

$$P_{\text{нпр}}(t) = P_{\text{ин}} \{1 - p_0 [1 - r(t - t_0)]\}, \quad (5.12)$$

$$p_0 = p(t_0), \quad (5.13)$$

$$r(t) = (1 - p_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_3}}\right) + p_0 \left(\frac{2}{1 + e^{-\frac{t}{\tau_4}}} - 1\right), \quad (5.14)$$

$$r(t) = r_1(t) + r_2(t), \quad (5.15)$$

$$\tau_3(T) = \tau'_3 \cdot e^{\frac{T-T_0}{\theta_3}}, \quad (5.16)$$

$$\tau_4(T) = \tau'_4 \cdot e^{\frac{T-T_0}{\theta_4}} \quad (5.17)$$

Учитывая, что процесс дегенерации останавливается, и регенерация начинается в некоторый момент времени, называемый t_0 , $p(t_0)$ дает значение предварительного повреждения ПИД-регулятора. Параметры определяются путем подгонки упомянутых выше уравнений к экспериментальным результатам. Пригодность регенерации к экспериментальным результатам иллюстрируется с другим p_0 в качестве параметра на рис. 5.7. Пример функции регенерации $r(t)$ иллюстрируется на рис. 5.8 с визуализацией двух ее компонентов $r_1(t)$ и $r_2(t)$.

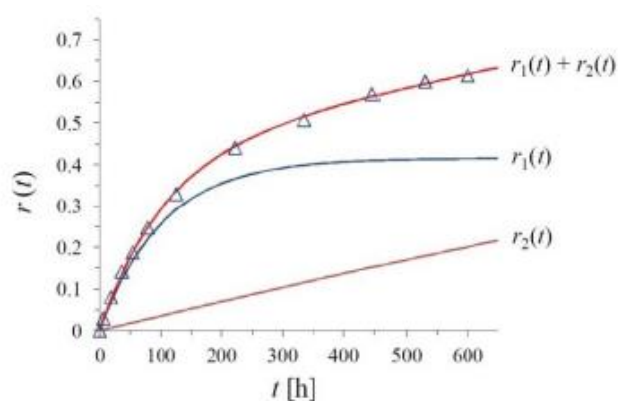
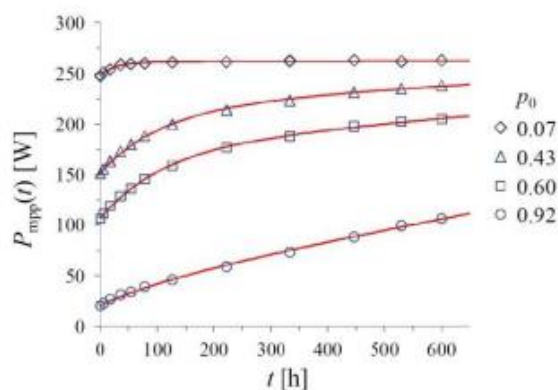


Рис. 5.7 Температурная регенерация четырех полноразмерных модулей, измеренная при $T = 70^\circ \text{C}$ и $N = 50\%$ без приложенного напряжения. Модули одинаковы по конституции, но различаются в зависимости от ПИД-повреждения.

Рис. 5.8 Функция регенерации $r(t)$ и ее две составляющие. График относится к идентично маркированной кривой на рис. 5.7 ($p_0 = 0,43$)

Для моделирования скорости деградации для PID-ов наиболее сложным компонентом является понимание восстанавливаемых и невосстанавливаемых компонентов, которые могут варьироваться в зависимости от типа модуля и уровня напряжения, определяемого или моделируемого погодой. PID-s - это наиболее вредный эффект напряжения в системе, который проявляется в относительно короткий срок, и он наиболее часто моделируется. Тем не менее, ряд других связан-

ных механизмов разложения, связанных с электрическим потенциалом, в том числе электрохимическая коррозия, последовательные потери сопротивления, выделение газа и связанные с расслаиванием катодные реакции, названные PID-d вызывают долговременные проблемы деградации.

Влияние погоды, влажных или сухих поверхностей модулей, покрытий, загрязнений, капсулирующих веществ, стойкости к ПИД на клеточном уровне и уровнях капсулирования, а также их взаимодействия остаются областями для дальнейшего изучения. Кроме того, внутренние параметры модуля в этих моделях отсутствуют. Удельное сопротивление стекла и герметика отсутствует, показатель преломления АРК на элементе отсутствует. Тем не менее, эти параметры играют важную роль в PID. Новая матрица экспериментов может быть построена с использованием стандартного теста PID, примененного к модулям с изменением этих дополнительных параметров.

5.5. ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИИ СЕРЕБРЯНОЙ СЕТКИ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

В этом разделе описан процесс деградации, вызванный гигротермическим напряжением на печатных шинах из серебристого металла или сетках солнечных элементов. Серебряные проводники сформированы из пасты, которая содержит стеклянную фритту и проводящие частицы серебра. Трафаретная печатная паста обжигается во время обработки ячейки с образованием омического контакта с Кремниевой пластиной. Гигротермическая деградация этой металлизации наблюдается на поздних стадиях номинального срока службы модуля.

На электролюминесцентном изображении рис.5.9 (а), темная область в центральной области каждой ячейки часто наблюдается в фотоэлектрических модулях, подвергнутых воздействию внешних факторов на протяжении 20 лет. Кроме того, иногда наблюдается распространение темной области в периферической области в каждой фотоэлементной ячейке рис.5.9 (б). Хотя различные распределе-

ния темной области могут зависеть от различий в конфигурации фотоэлементов/модулей, было выяснено, что основной причиной снижения яркости фотоэлектрического модуля является влага, которая проникает из окружающей среды в фотоэлемент. Существует предположение, что влага, проникшая в фотоэлектрический модуль, становится основой для гидролиза слоя изолятора. ЭВА - популярный инкапсулятор, используемый в кристаллических кремниевых фотоэлектрических модулях. Уксусная кислота, производимая гидролизом изолирующего слоя, разъедает некоторые металлические детали, а также атакует границу раздела серебряной сетки с кремнием на фотоэлектрических элементах.

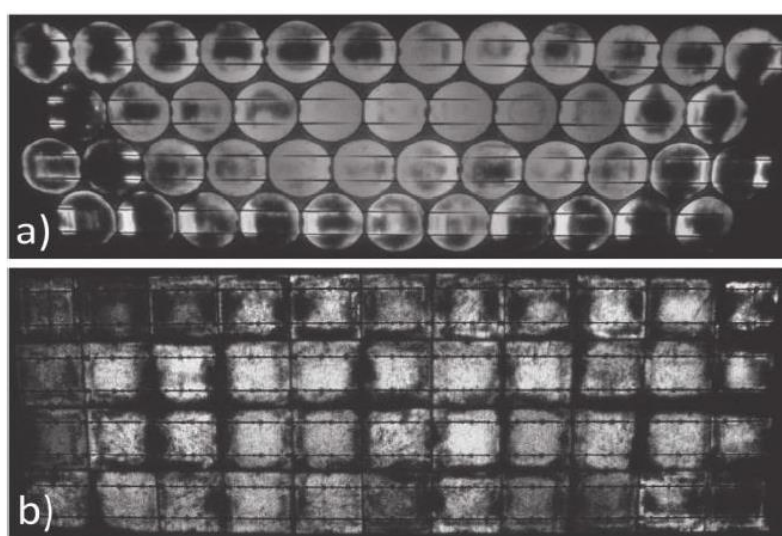


Рис. 5.9 Электролюминесцентное изображение потемневшей части фотоэлектрического модуля

Попадание влаги на фотоэлемент внутри фотоэлектрического модуля происходит от периферии к центральной области фотоэлемента при испытании постоянной влажности влажным теплом [41]. Дegradaция, вызванная рассеянной влагой, сначала наблюдается вокруг периферической области фотоэлемента, а затем индуцируется в центральной области при влажном тепловом режиме [42]. Из-за боковых неравномерных фаз деградации, происходящих даже в одном модуле ячейки, электрический сигнал из каждой области с различными фазами деградации может объединяться и терять свои собственные характерные признаки.

Коэффициент ускорения между потерями мощности, наблюдаемыми в фотоэлементах, подвергнутых воздействию паров уксусной кислоты при 85⁰С и в условиях влажно-теплого напряжения приблизительно оценивается в 100. А коэффициент ускорения между потерями мощности в условиях влажной жары и в условиях тропического климата был оценен в 23 [43]. Исходя из этих оценок, 2300-кратное увеличение вызвано прямым воздействием паров уксусной кислоты на фотоэлемент по сравнению с внешним воздействием фотоэлектрического модуля, установленного в тропических климатических условиях. Однако существуют некоторые проблемы для простого применения этого коэффициента ускорения для метода прогнозирования продолжительности жизни в условиях наружного климата, а именно: 1) количество выделяющейся уксусной кислоты в фотоэлектрических модулях сильно зависит от деталей проникновения и удаления влаги через задний лист и краевое уплотнение (если таковое имеется). Хотя время, необходимое для того, чтобы влага достигла центра передней стороны фотоэлемента в фотоэлектрическом модуле, составляет около 2000-3000 ч даже в условиях влажного теплового напряжения [44]. Это время не учитывается при непосредственном воздействии паров кислоты на фотоэлемент. 2) Кроме того, выделяемая кислота неравномерно распределяется в фотоэлектрическом модуле, так как её количество в каждой области внутри модуля зависит от концентрации влаги в каждой соответствующей части [45]. Таким образом, анизотропное разложение, наблюдаемое в области фотоэлемента фотоэлектрического модуля при влажном тепловом режиме и в полевых условиях, не отражается на воздействии паров уксусной кислоты на фотоэлемент. 3) комбинированное воздействие температуры и влажности на гигротермическую деградацию фотоэлектрических модулей до сих пор полностью не изучено. Не выяснено, определяется ли время до отказа фотоэлектрических модулей в гигротермических условиях экспоненциальной моделью коррозии [43].

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

5.5. ВЛИЯНИЕ ПЫЛЕВОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Загрязнение фотоэлектрических модулей не является типичным видом отказа модуля, таким как растрескивание или расслоение ячеек, так как это не оказывает отрицательного влияния на долгосрочную надежность фотоэлектрических систем, вместо этого возникает обратимый эффект, который может быть в основном удален очисткой. Загрязнение фотоэлектрических модулей может иметь различные причины, такие как рост водорослей на поверхности модуля, загрязнение воздуха или накопление пыли (загрязнение пылью). В некотором смысле снежную нагрузку на фотоэлектрические модули можно рассматривать и как загрязнение. Все эти эффекты приводят к потерям мощности фотоэлектрических преобразователей из-за снижения оптической проницаемости, которые накапливаются до потерь выхода энергии в определенный период времени. Эти потери энергии могут быть довольно значительными [46], порядка 5 – 20% в течение одного года, в зависимости от расположения фотоэлектрического модуля и, как известно, зависят от угла падения [47].

При моделировании потерь энергии фотоэлектрического излучения, вызванных пылевым загрязнением, необходимо учитывать следующие факторы:

Скорость накопления пыли: это параметр, зависящий от конкретного участка и зависящий от местного климата (т. е. сезонного изменения плотности пыли, частоты выпадения осадков), характера рельефа или округления растительности и условий монтажа фотоэлектрических модулей (т. е. наклона, высоты над землей). Загрязнение пылью - это всегда баланс накопления и удаления пыли. Цементация пыли на поверхности модуля может происходить в циклах периодического смачивания (увлажнения росой) и высыхания.

Адгезивные эффекты на поверхности модуля будут влиять на скорость загрязнения. На адгезию влияет структура поверхности модуля (покрытие, шероховатость) и химические и физические свойства частиц пыли.

									Лист
									43
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ				

Длительная эксплуатация приведет к истиранию поверхности стекла, что, как правило, снижает оптическую пропускаемость и выходную мощность фотоэлектрического модуля. Истирание может быть вызвано либо песчаной бурей (истирание окружающей среды, взрыв песка), либо повреждением от периодической очистки, что потребуется для экономической эксплуатации в условиях пустынного климата.



Рис.5.10 Факторы, влияющие на пылевое загрязнение фотоэлектрических модулей в пустынных районах: 1-климатическое воздействие, концентрация пыли в окружающей среде, 2-Характеристики остекления, адгезионные эффекты, неравномерное загрязнение, 3-условия установки, 4-окружающая среда, характеристики пылевых частиц

Рис.5.10 иллюстрирует различные факторы, которые влияют на загрязнение пылью фотоэлектрических модулей. На фотографии также показано, что для обеспечения экономической эксплуатации фотоэлектрических электростанций в пустынных районах потребуются специальные меры по эксплуатации и техническому обслуживанию, такие как периодическая очистка.

Широко используемым экспериментальным методом для контроля за загрязнением конкретного участка пылью является использование двух инфракрасных датчиков (инкапсулированных калиброванных кристаллических кремниевых ячеек), из которых один очищается ежедневно, а другой естественным образом загрязняется. Потеря пропускания из-за накопления пыли определяется отношением суточных сумм солнечного излучения, измеренных обоими датчиками (загрязненный/очищенный). Это соотношение определяется как коэффициент ежедневного загрязнения. Отношение годовой суммы солнечных излучений, измеренное с помощью загрязненного и чистого датчика, определяет ежегодный коэффициент потерь на загрязнение. Воздействие пыли на масштаб модуля и системы зависит от ряда дополнительных факторов, таких как краевые эффекты, вызванные рамкой модуля (неравномерное накопление пыли). Кроме того, структура поверхности переднего стекла и потенциальные покрытия могут приводить к различным значениям [48].

Влияние загрязнения пылью в различных местах можно сравнить с помощью характеристики загрязнения пылью, которая представлена частотным распределением суточного процентного изменения и может быть положительным или отрицательным в зависимости от того, является ли эффект накопления пыли или удаления пыли больше.

Сохранение потерь загрязнений в пустынных районах ниже 2% может потребовать еженедельной очистки всего массива. В настоящее время большинство фотоэлектрических электростанций в пустынях очищаются вручную, как показано на рис.5.11. Однако это означает высокую стоимость, особенно если требуется транспортировка воды. Ручная влажная чистка эффективна, но персонал должен проявлять разумную осторожность в случае тонкопленочных модулей, чтобы не вызвать повреждения горячих точек из-за частичного затенения.



Рис. 5.11 Ручная очистка фотоэлектрических панелей

Автоматические чистящие устройства обладают рядом преимуществ: сухая чистка с помощью щеток может применяться гибко, а изменения в процессе чистки лучше контролируются. Сегодня в продаже имеются различные типы очистительных устройств. Системы, подключенные к направляющим рельсам с помощью вращающейся щетки / давления воздуха или роботов-чистильщиков, которые автономно могут перемещаться по массиву. Но, масштабное применение до сих пор не реализовано. Препятствием может быть отсутствие гармонизированных стандартов квалификации продукции, описывающих механическую надежность, абразивное воздействие на стекло и эффективность очистки.

Некоторые производители фотоэлектрических стекол предлагают стеклопакеты с анти-загрязняющими покрытиями. Их можно разделить на гидрофобные типы (капля воды образует сферическую форму) и гидрофильные типы (капля растекается и смачивает большую площадь). Эффективность противозагрязняющих покрытий является предметом современных исследований. Общие выводы опубликованы в [49]. Противозагрязняющие покрытия демонстрировали тенденцию к более легкой очистке. После очистки значения пропускания восстановились по-

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.04.02.2020.288.00.00ПЗ

чти до своих первоначальных значений, даже после сурового испытания на загрязнение росой.

Что касается отказов модулей, вызванных загрязнением пылью, то преобладающим режимом отказа является истирание поверхности модуля, которое может быть вызвано либо естественным выветриванием (пескоструйная обработка), либо частой очисткой. Истирание поверхности фотоэлектрического стекла - это не тот тип дефекта, который обычно влияет на надежность фотоэлектрических электростанций или приводит к рискам безопасности, но он вызывает потери производительности из-за ухудшения оптического пропускания. В зависимости от условий установки и частоты песчаных бурь, на задней стороне фотоэлектрического модуля также может наблюдаться истирание. Для полимерных фоновых листов эффекты выветривания более выражены по сравнению с фотоэлектрическим стеклом, что может привести к рискам безопасности и надежности. Для количественной оценки эффектов истирания подходящим параметром является ток короткого замыкания фотоэлектрического модуля, который коррелирует с оптической проницаемостью. Он измеряется в диапазоне $+ / -85^\circ$ угла падения, как описано в стандарте IEC 61853-2 [50]. В качестве примера рис.5.12 иллюстрирует изменение угловых характеристик солнечного стекла во время испытания на продувку песком.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

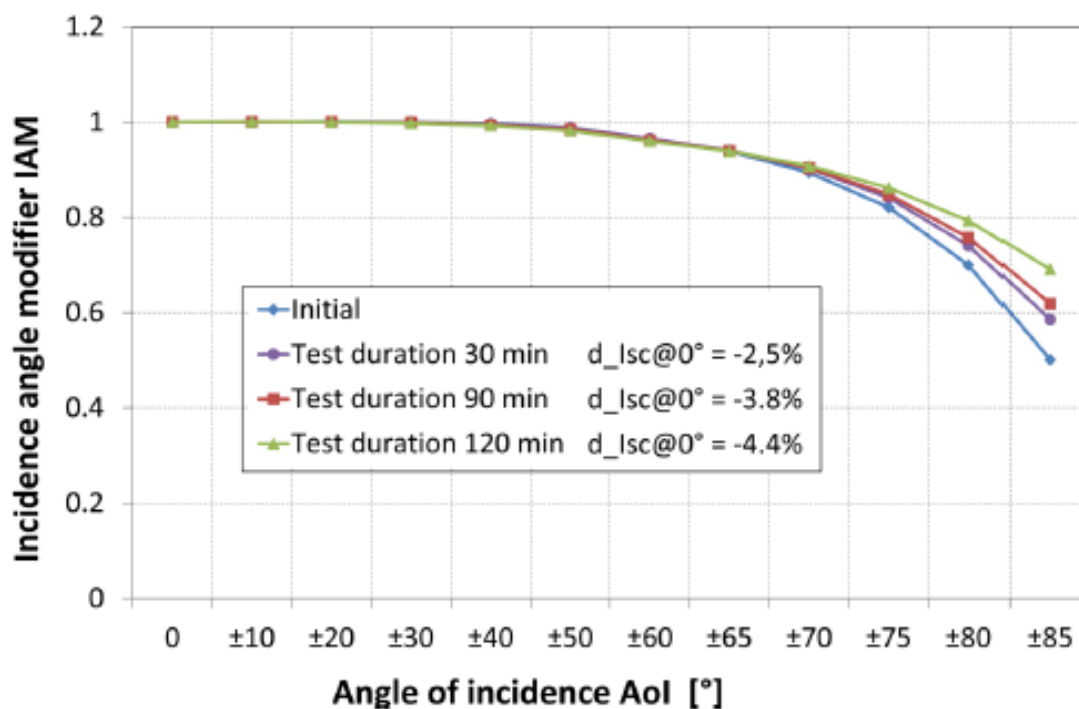


Рис.5.12 Изменение угловой характеристики фотоэлектрического модуля со стеклом с покрытием

Обычно используемым испытательным требованием для квалификационных испытаний фотоэлектрических модулей является то, что максимальный износ мощности не должен превышать -5% [51]. Это требование также применяется к фотоэлектрическим модулям, которые должны быть квалифицированы для пустынных районов. До сих пор результаты лабораторных испытаний не свидетельствуют о том, что длительное истирание поверхности стекла приведет к потере производительности более чем на -5%.

Истирание поверхности модуля может быть проанализировано ускоренными испытаниями в лаборатории.

5.6. ВЛИЯНИЕ БИОЛОГИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА МОЩНОСТЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Хотя загрязнение на фотоэлектрическом модуле часто рассматривается с точки зрения пыли или почвы, содержащей силикаты, карбонаты и различные окси-

ды, существует также большая часть материалов биологического происхождения, содержащихся в загрязняющем материале. Биологические компоненты, включая субэральные биопленки, птичий помет [47], опавшие листья, смолу с деревьев, пыльцу и рост мха или лишайников могут вносить свой вклад в общее загрязнение. Вклад органического вещества в общее загрязнение, по оценкам, составляет порядка 42% после 6-месячного периода и 58% после 18-месячного периода [52]. Биологические компоненты являются одним из вкладов в большой эффект загрязнения и в большинстве случаев будет измеряться как часть общего загрязнения. Таким образом, степень биологического загрязнения может быть измерена с использованием аналогичных методологий.

Основной вклад в биологическое загрязнение фотоэлектрических модулей вносят субэральные биопленки. Это микробные сообщества, которые могут расти на поверхности фотоэлектрического модуля, на границе раздела между передним листовым покровным стеклом и атмосферой [53]. Биопленки, сформированные на солнечных коллекторах, в том числе плоские фотоэлектрические модули, могут уменьшить долю света, который проходит через покровное стекло путем поглощения и рассеяния. Исследования показали, что субаэрофотоснимки могут блокировать до 70% трансмиссионного и рассеивающего излучения в диапазоне от 250 до 1800 нм [53]. Это в основном в диапазоне длин волн, где работают фотоэлектрические модули.

Хотя органическое вещество составляет только одну часть от общего загрязнения, оно может быть особенно вредным для работы фотоэлектрического модуля. Одна из причин этого заключается в том, что многие компоненты (водоросли, грибы, гетеротрофные и цианобактерии) образуют субэральные биопленки, содержащие фотосинтетические пигменты, и будут блокировать или поглощать участки видимого спектра [53]. Например, вид микроводорослей, *Chlorella* sp., является типом зеленых водорослей и был обнаружен в субэральных биопленках, выращенных на фотоэлектрических модулях [52]. Микроводоросли содержат ряд пигментов и хлорофиллов, которые сильно поглощают в видимом спектре. Коэф-

коэффициенты поглощения и рассеяния и сечения одного примера зеленой водоросли, *Chlamydomonas Reinhardtii*, показаны на рис.5.13. Биопленка, состоящая из этих или аналогичных микроводорослей, может блокировать большую часть света, поступающего на фотоэлектрическом модуль в диапазоне, где фотоэлектрический модуль наиболее эффективен. В условиях роста на открытом воздухе с соответствующими питательными веществами и минерализацией микроводоросли, такие как хлорелла, могут удвоиться в биомассе в течение одного-двух дней [54]. Хотя такая скорость роста маловероятна на поверхности стекла фотоэлектрического модуля, стоит отметить, что эти микроорганизмы могут быстро расти при правильных условиях.

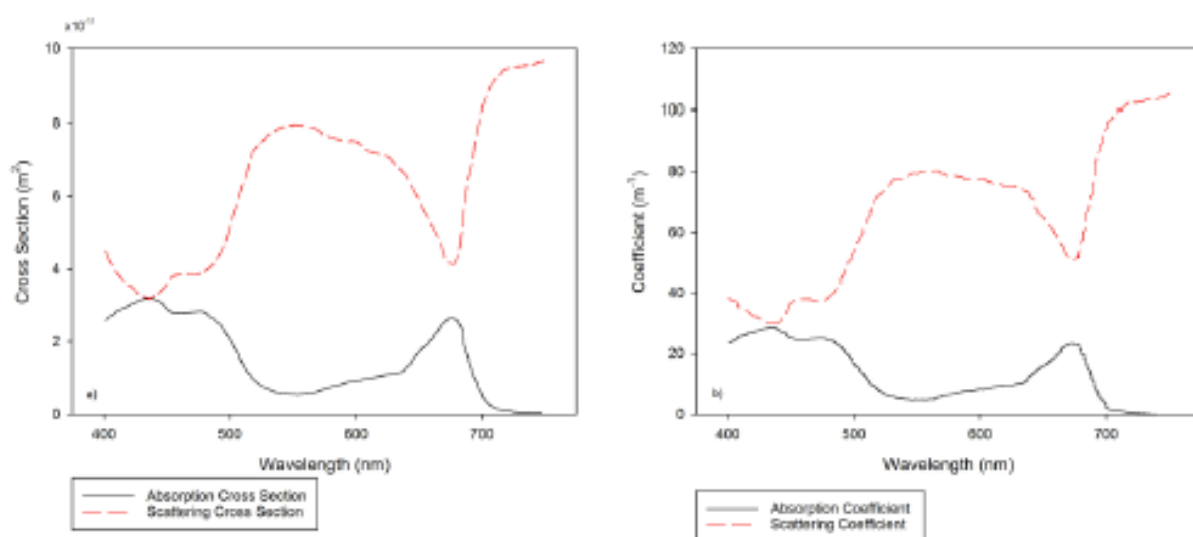


Рис. 5.13 а) сечение поглощения и рассеяния и б) коэффициенты поглощения и рассеяния с плотностью клеток 0,0898 кгм⁻³.

Из-за своих спектров поглощения субэаральные биопленки могут вносить основной вклад в загрязнение, особенно из-за того, что они не легко удаляются дождевыми осадками при самоочищении. Было показано, что осадки эффективны при очистке более крупных рыхлых частиц, включая пыльцу размером приблизительно 60 мкм, от фотоэлектрических модулей. Однако более мелкие частицы имеют тенденцию оказывать большее влияние на производительность фотоэлектрических модулей, чем более крупные частицы [55]. Эти более мелкие частицы

пыли в диапазоне 2–10 мкм не так эффективно очищаются при одинаковом количестве осадков. Микробные пленки и биологические клетки имеют размер, который можно было бы классифицировать как «более мелкие частицы». Как таковые они очень эффективны в поглощении и рассеивании света, и они, как правило, не удаляются в результате осадков [52]. Выделяют ряд колонизаторов на поверхности фотоэлектрических модулей. В них доминировали грибы 18 месяцев измерения. Однако доля хлореллы и улотрикс в биомассе увеличивалась на протяжении всего исследования. Спектр микроорганизмов изначально демонстрировал большое разнообразие, но со временем он уменьшался, поскольку эти микроорганизмы могли лучше адаптироваться к окружающей среде.

Субаэрофотоснимки также могут вносить вклад в общее загрязнение другими способами. Они могут обеспечить поверхность для прилипания дополнительной пыли, усиливая уровень загрязнения модуля. Это может привести к росту растений в более широком масштабе, включая мох и лишайники. Субаэрофотоснимки также питают и травят стекло, что может напрямую уменьшить пропускание солнечного излучения на модуль [53]. Вследствие их большого вклада в загрязнение и содействия дальнейшему загрязнению, некоторые исследования показывают, что противогрибковый агент должен быть включен в режим очистки для фотоэлектрических модулей [52].

Эффект этого дополнительного поглощения и рассеяния субаэральными биопленками может быть смоделирован в качестве дополнительного члена в уравнениях, относящихся к току короткого замыкания, как указано в подразделе 2.3.1 в формуле. (3):

$$J_{sc} = q \int_0^{\infty} I(\lambda)(1 - R(\lambda) - A(\lambda) - A_B(\lambda) - S_B(\lambda))EQE(\lambda)d.$$

где A_B - поглощение субаэральными биопленками, присутствующими на поверхности модуля PV, а S_B - рассеяние света от поверхности этих пленок. Коэффициенты поглощения ($\kappa\lambda$) и рассеяния ($\sigma_{s,\lambda}$) ряда зеленых водорослей можно рассчитать по экспериментальным измерениям средних сечений поглощения и рассеяния различных микроводорослей [56]:

$$\kappa_{\lambda} = C_{abs,\lambda} N_T ,$$

$$\sigma_{s,\lambda} = C_{sca,\lambda} N_T ,$$

где $C_{abs,\lambda}$ и $C_{sca,\lambda}$ - экспериментально измеренные значения среднего сечения поглощения и среднего рассеяния микроводорослей в суспензии (м²) [56]. N_T - плотность клеток, или общее количество клеток на м³ раствора.

Биологические эффекты более крупного масштаба также могут внести значительный вклад в загрязнение фотоэлектрического модуля. Частицы смолы из сосен могут прилипать к поверхности модуля и задерживать более крупные частицы пыли, и известно, что сок из десен является проблемой. Другой основной вклад в загрязнение PV - птичий помет. Птичий помет (рис.5.14) может оказывать гораздо более сильное влияние на производительность, чем загрязнение, вызванное пылью и другими биологическими загрязнениями. Птичий помет довольно непрозрачен и может полностью блокировать передачу света на фотоэлектрический модуль. Кроме того, поврежденные участки модуля остаются заштрихованными до тех пор, пока они не будут очищены вручную [55]. Их нелегко смыть дождем, и, как таковые, потери производительности из-за птичьего помета не полностью восстанавливаются после осадков [47].

В тяжелых случаях появление птичьего помета может привести к появлению горячих точек, в которых пораженная клетка действует как нагрузка для остальной части секции [55]. Наличие птичьего помета или других более крупных биологических загрязнений, таких как мох (рис.5.14) и лишайники, приводит к неравномерному покрытию почв и это действует как локализованное затенение на модуле. Таким образом, воздействие может быть смоделировано аналогично частично затененному фотоэлектрическому модулю.



Рис.5.14. Пример птичьего помета (слева) и мха (справа) на фотоэлектрическом модуле.

Искусственные сооружения, такие как солнечные батареи, могут обеспечить хорошие места для гнездования птиц. Например, известно, что птицы гнездятся за гелиостатами в больших солнечных тепловых системах. Эти проблемы, как правило, возникают вблизи популяций птиц и включают городские районы [55]. Однако этот тип биологического загрязнения имеет тенденцию оказывать более сильное влияние на удаленные источники электропитания или автономные фотоэлектрические системы, особенно на морские системы, где очистка нецелесообразна. Птицы, как правило, гнездятся или отдыхают на морских платформах, оставляя после себя помет и гнезда, которые могут отрицательно повлиять на эффективность фотоэлектрических систем.

Таким образом, биологическое загрязнение является одним из компонентов общего загрязнения, влияющего на модуль PV. Однако это может быть особенно вредным из-за оптических характеристик поглощения и размера частиц. Вклад и рост биологического загрязнения очень зависят от местоположения и климата, но могут в значительной степени моделироваться как часть вклада в общее загрязнение и образование пыли. Измерения показали, что уменьшение коэффициента пропускания солнечного элемента в результате загрязнения примерно такое же,

как уменьшение выходной мощности элемента. Таким образом, это можно смоделировать, уменьшив начальный ток источника тока в ячейке. Очень плотное загрязнение, такое как большие скопления птичьего помета, также может быть смоделировано как уменьшение тока. Кроме того, неравномерное затенение может вызвать некоторые дополнительные проблемы. Это может быть смоделировано как фотоэлектрический модуль при неравномерном освещении.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

6. РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ САКМАРСКОЙ СОЛНЕЧНОЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАЦИИ ИМ. А.А. ВЛАЗНЕВА.

Исходя из факторов, что Орская ФЭС станция находится на территории резко континентальной климатической зоны, участок рельефа составляет солончаковая полупустыня и типчаковая степь. В окружении большого количества заводов[57], выбрасывающих в атмосферу технологическую пыль и выбросы, оседающие на поверхности солнечных модулей электростанции.

Принимая во внимания перечисленные факторы, следует решить проблемы загрязнения солнечных модулей, а также проблему перегрева при эксплуатации.

Решением этой задачи занимаются крупные промышленные компании, создавая целые очистные комплексы.

Например, Kärcher предлагает для этой цели собственное решение - систему аксессуаров для устройств высокого давления iSolar, состоящую из телескопических стержней и прикрепленных устройств с вращающимися щетками. Различные стержни и насадки для щеток позволяют экономично очищать солнечные модули на площади до 1500 м²[58].

Щетки устройств приводятся во вращение струей воды, образованной аппаратом высокого давления, и одновременно используются для смывания грязи (рис. 6.1).



Рис.6.1 Щетка высокого давления iSolar

Эффект очистки обеспечивается механическим воздействием щеток, чьи нейлоновые щетинки не оставляют царапин на поверхности модулей. Работа в режиме низкого давления исключает риск повреждения модулей. Для обеспече-

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		55

ния длительного срока службы вращающиеся щетки крепятся к прочным шарико-подшипникам[58].

Если используется жесткая вода, на поверхности очищенных модулей могут остаться известковые отложения, что значительно снижает выход энергии. Надежную защиту от пятен известки гарантирует мобильный умягчитель воды Kärcher и очиститель солнечной батареи RM 99. Ионообменная смола, используемая в умягчителях воды, поглощает растворенную известь и снижает жесткость воды до нормального уровня. А если одной воды недостаточно для эффективной очистки, используется RM 99, удаляющий даже тяжелую смазку и одновременно связывающую известь, что исключает образование накипи.

Недостатком этого устройства является то, что вода с продуктом может вызывать загрязнение окружающей среды, поскольку это химическое соединение, которое будет стекать по поверхности солнечного модуля и впитываться в землю.

Учеными из Южно-Уральского государственного университета разработан метод, позволяющий предотвратить попадание мелкодисперсной пыли на поверхность модуля. Это можно сделать с помощью методов электронно-ионной технологии (ЭИТ). Суть метода состоит в том, что частицы пыли, имеющие свой естественный биполярный электрический заряд или полученные искусственно в поле коронного разряда, осаждаются под действием сил электрического поля на электродах противоположного знака. Работа электрических и электростатических фильтров для очистки воздуха основана на этом принципе[58].

Чтобы правильно спроектировать устройство для осаждения частиц пыли, необходимо знать характеристики пыли на местности (размеры, диэлектрическая проницаемость, шероховатость, дисперсия, плотность, смачиваемость, адгезионные свойства и т. Д.) И происхождение пыли.

Источниками естественного электрического заряда аэрозольных частиц являются:

- излучение радиоактивных веществ, содержащихся в земной коре и воздухе;
- космические лучи;

										Лист
										56
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.04.02.2020.288.00.00ПЗ					

- - баллонный эффект (дробление и расщепление воды);
- - электрические разряды в атмосфере;
- - трибоэлектрический эффект (взаимное трение частиц пыли, песчинок, снега и т. Д.).

Частицы пыли, взвешенные в воздухе, как правило, имеют либо положительный, либо отрицательный электрический заряд и могут быть нейтральными. Соотношение количества нейтральных и положительно или отрицательно заряженных частиц в одном и том же объеме воздуха не является постоянным. Знаки заряда и их величина определяются свойствами исходного материала и временем их пребывания в воздухе.

Очистка воздуха в таком устройстве происходит следующим образом: частицы пыли, находящиеся в потоке воздуха, приближаясь к стеклянной панели солнечного модуля, попадают в электрическое поле межэлектродного зазора и под воздействием этого поля оседают на осадительной пластине в соответствии с полярностью и величиной естественного заряда.

Для обеспечения эффективности работы ОУР при сохранении его экономии необходимо либо увеличить скорость осаждения частиц, либо уменьшить расстояние между ними.

Напряжение порядка 9-12 кВ используется для работы ESD. От источника высокого напряжения оно подается на осаждающие пластины устройства, создавая там отрицательный потенциал. Вторая группа осаждающих пластин имеет положительный потенциал[58].

Для защиты от перегрева предлагается использовать защитную голографическую пленку, позволяющей снизить действие инфракрасной составляющей солнечного излучения. Опытные данные с использованием данного метода, показывающие его эффективность описаны в работе «Исследование температуры поверхности солнечных модулей с использованием голографической защиты от перегрева»[59].

Предложенные методы очистки солнечных модулей, а также защита от перегрева должны положительным образом сказаться на эффективности работы «Сакмарской солнечной электростанции».

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		58

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены одни из самых актуальных вопросов солнечной энергетики, а именно увеличение срока эксплуатации солнечных модулей при номинальных энергетических характеристиках.

В качестве объекта исследования была использована «Сакмарская солнечная электростанция», где на основе имеющегося запроса был составлен список рекомендаций к профилактике деградации солнечных модулей, а также рекомендации к защите энергоустановок от перегрева и попадания пыли на поверхность солнечных панелей.

На основе современных опытов и исследований произведен анализ причин деградации солнечных модулей. Вторым этапом работы является исследования причин снижения эффективности генерации электрической энергии посредством преобразования энергии фотонов в электрическую.

Работа в направлении увеличения эффективности работы солнечных электростанций будет актуальной для энергетики в целом, позволяющей эффективно получить экологически безопасную и экономически выгодную электрическую энергию.

					13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		59

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Орская СЭС им. А.А. Влазнева. — <https://www.tplusgroup.ru/org/orenburg/organization/orskaja-sehs-im-aa-vlazneva/>. [Дата обращения 12.05.2020 г.]
2. Что такое PID или деградация солнечных панелей. - <https://solarfox-energy.com/chto-takoe-pid-ili-degradatsiya-solnechnyh-panelej/>. [Дата обращения 10.03.2020 г.]
3. U. Weber, R. Eiden, C. Strubel, T. Soegding, M. Heiss, P. Zachmann, K. Nattermann, H. Engelman, A. Dethlefsen, and N. Lenck, “Acetic acid production, migration and corrosion effects in ethylene-vinyl-acetate-(EVA) based PV modules.” in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 2992–2995.
4. G. Stollwerck, W. Schoepfel, A. Graichen, and C. Jaeger, “Polyolefin Backsheet and New Encapsulant Suppress Cell Degradation in the Module,” in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3318–3320.
5. E. VANDYK, J. CHAMEL, and A. GXASHEKA, “Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 88, no. 4, pp. 403–411, Sep. 2005.
6. C. Liciotti, M. Cardinali, and J. D. L. Antolin, “Temperature dependence of encapsulant volumetric resistivity and influence on potential induced degradation of c-Si modules,” in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 3093–3099.
7. M. C. López-Escalante, L. J. Caballero, F. Martín, M. Gabás, A. Cuevas, and J. R. Ramos-Barrado, “Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 144, pp. 691–699, Jan. 2016.
8. S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne, and J. Berghold, “Potential Induced Degradation of solar cells and panels,” in *Proc. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 2817–2822.
9. S. Hoffmann and M. Koehl, “Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, no. 2, pp. 173–179, Feb. 2014.
10. G. R. Mon, L. Wen, R. G. J. Ross, and D. Adent, “Effects of Temperature and Moisture on Module Leakage Current,” in *Proc. 18th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, 1985, pp. 1179–1185.
11. C. Peike, P. Hülsmann, M. Blüml, P. Schmid, K.-A. Weiß, and M. Köhl, “Impact of Permeation Properties and Backsheet-Encapsulant Interactions on the Reliability of PV Modules,” *ISRN Renew. Energy*, vol. 2012, pp. 1–5, 2012.
12. A. Richter, “Schadensbilder nach Wareneingang und im Reklamationsfall,” in *Proc. 8. Workshop “Photovoltaik-Modultechnik” TÜV Rheinland*, 2011.
13. G. Jorgensen, K. Terwilliger, J. Delcueto, S. Glick, M. Kempe, J. Pankow, F. Pern, and T. McMahon, “Moisture transport, adhesion, and corrosion protection of PV module packaging materials,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2739–2775, Oct. 2006.

						13.04.02.2020.288.00.00ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			60

14. F. D. Novoa, D. C. Miller, and R. H. Dauskardt, "Adhesion and debonding kinetics of photovoltaic encapsulation in moist environments," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 24, no. 2, pp. 183–194, Feb. 2016.
15. A. Jentsch, K.-J. Eichhorn, and B. Voit, "Influence of typical stabilizers on the aging behavior of EVA foils for photovoltaic applications during artificial UV-weathering," *Polym. Test.*, vol. 44, pp. 242–247, Jul. 2015.
16. M. D. Kempe, "Ultraviolet light test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 2, pp. 246–253, Feb. 2010.
17. M. Paggi, S. Kajari-Schroder, and U. Eitner, "Thermomechanical deformations in photovoltaic laminates," *J. Strain Anal. Eng. Des.*, vol. 46, no. 8, pp. 772–782, Nov. 2011.
18. M. Paggi and A. Saporà, "An Accurate Thermoviscoelastic Rheological Model for Ethylen."
19. G. Oreski and G. Pinter, "Comparative Study of the Temperature Dependent Delamination Behavior of Four Solar Cell Encapsulants to Glass and Backsheet-Laminate," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2011, pp. 3305–3309.
20. A. A. Dameron, M. O. Reese, T. J. Moricone, and M. D. Kempe, "Understanding moisture ingress and packaging requirements for photovoltaic modules," *Photovoltaics Int.*, vol. 5, no. August 2010, pp. 121–130, 2010.
21. M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, J. Wohlgemuth, D. Miller, M. Kempe, P. Hacke, F. Reil, N. Bogdanski, W. Herrmann, C. Buerhop-Lutz, G. Razongles, and G. Friesen, *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. IEA, 2014.
22. M. Köntges, S. Altmann, T. Heimberg, U. Jahn, and K. A. Berger, "Mean Degradation Rates in PV Systems for Various Kinds of PV Module Failures," in *Proc. 32nd EUPVSEC*, 2016, pp. 1435–1443.
23. F. Pern, "Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 41–42, pp. 587–615, Jun. 1996.
24. K. Morita, T. Inoue, H. Kato, I. Tsuda, and Y. Hishikawa, "Degradation factor analysis of crystalline-Si PV modules through long-term field exposure test," in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, 2003, vol. 2, pp. 1948–1951.
25. D. Berman, S. Biryukov, and D. Faiman, "EVA laminate browning after 5 years in a grid-connected, mirror-assisted, photovoltaic system in the Negev desert: effect on module efficiency," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 36, no. 4, pp. 421–432, Apr. 1995.
26. D. Chianese, A. Realini, N. Cereghetti, S. Rezzonio, E. Burà, and A. Bernasconi, "Analysis of weathered c-Si PV modules," in *Proc. 3rd World Conference On Photovoltaic Energy Conversion*, 2003, pp. 2922–2926.
27. R. H. French and H. V. Tran, "Immersion Lithography: Photomask and Wafer-Level Materials," *Annu. Rev. Mater. Res.*, vol. 39, no. 1, pp. 93–126, Aug. 2009.

28. N. C. Park, J. S. Jeong, B. J. Kang, and D. H. Kim, "The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module," *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, no. 9–11, pp. 1818–1822, Sep. 2013.
29. E. VANDYK, J. CHAMEL, and A. GXASHEKA, "Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 88, no. 4, pp. 403–411, Sep. 2005.
30. S. V. Janakeeraman, J. Singh, J. Kuitche, J. K. Mallineni, and G. TamizhMani, "A statistical analysis on the cell parameters responsible for power degradation of fielded pv modules in a hot-dry climate," in *Proc. IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2014, pp. 3234–3238.
31. J. H. Wohlgemuth, D. W. Cunningham, A. M. Nguyen, and J. Miller, "LONG TERM RELIABILITY OF PV MODULES," in *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2005, pp. 1942–1946.
32. M. Köntges, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, "The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, Apr. 2011.
33. I. Berardone, M. Corrado, and M. Paggi, "A Generalized Electric Model for Mono and Polycrystalline Silicon in the Presence of Cracks and Random Defects," *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 22–29, 2014.
34. R. Swanson, M. Cudzinovic, D. DeCeuster, V. Desai, J. Jörn, N. Kaminar, W. Mulligan, L. Rodrigues-Barbarosa, D. Rose, D. Smith, A. Terao, and K. Wilson, "The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Cells," in *Proc. 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, 2005, pp. 410–413.
35. D. Lausch, V. Naumann, A. Graff, A. Hähnel, O. Breitenstein, C. Hagendorf, and J. Bagdahn, "Sodium Outdiffusion from Stacking Faults as Root Cause for the Recovery Process of Potential-induced Degradation (PID)," *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 486–493, 2014.
36. C. H. V. Naumann, K. Ilse, "On the Discrepancy between Leakage Current and Potential Induced Degradation of Crystalline Silicon Modules," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3405–3410
37. S. Pingel, S. Janke, and O. Frank, "Recovery methods for modules affected by potential induced degradation (PID)," in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3379–3383.
38. M. Z. J. Hattendorf, W.-M. Gnehr, R. Loew, T. Roth, D. Koshncharov, "PID and temperature-driven regeneration: a realistic simulation," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3303–3308.
39. C. Taubitz, M. Schütze, M. Kröber, and M. B. Koentopp, "PID: model calculations and correlation between laboratory tests and outdoor occurrence," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 2490–2494.
40. P. Hacke, S. Spataru, K. Terwilliger, G. Perrin, S. Glick, S. Kurtz, and J. Wohlgemuth, "Accelerated Testing and Modeling of Potential-Induced Degradation"

- tion as a Function of Temperature and Relative Humidity,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, pp. 1549–1553, Nov. 2015.
41. H. Morita, M. Miyashita, and A. Masuda, “Moisture ingress rate and route into c-Si PV modules,” in *Proc. Photovoltaic Module Reliability Workshop 2014*, 2014, p. 601.
 42. A. Masuda, N. Uchiyama, and Y. Hara, “Degradation by acetic acid for crystalline Si photovoltaic modules,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 4S, p. 04DR04, Apr. 2015.
 43. N. C. Park, W. W. Oh, and D. H. Kim, “Effect of Temperature and Humidity on the Degradation Rate of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Module,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, pp. 1–9, 2013.
 44. P. Hülsmann and K.-A. Weiss, “Simulation of water ingress into PV-modules: IEC-testing versus outdoor exposure,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 347–353, May 2015.
 45. Y. Voronko, G. C. Eder, M. Knausz, G. Oreski, T. Koch, and K. A. Berger, “Correlation of the loss in photovoltaic module performance with the ageing behaviour of the backsheets used,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, no. 11, pp. 1501–1515, Nov. 2015.
 46. J. Tanesab, D. Parlevliet, J. Whale, T. Urmee, and T. Pryor, “The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 147–157, Oct. 2015.
 47. E. S. Kumar, D. B. Sarkar, and D. K. Behera, “Soiling and Dust Impact on the Efficiency and the Maximum Power Point in the Photovoltaic Modules,” *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 2, no. 2, pp. 1–5, 2013.
 48. E. Klimm, L. Ost, B. Spiegelhalter, and K.-A. Weiss, “Tests of functional coatings on glass adapted to extreme - arid and maritime - climatic conditions for solar energy systems,” in *Proc. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–5.
 49. E. Klimm, T. Lorenz, and K.-A. Weiss, “Can anti-soiling coating on solar glass influence the degree of performance loss over time of PV module drastically,” in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3099–3102.
 50. “Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements.” IEC 61853-2:2016, 2016.
 51. “IEC 61215:2006, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.” .
 52. M. A. Shirakawa, R. Zilles, A. Mocelin, C. C. Gaylarde, A. Gorbushina, G. Heidrich, M. C. Giudice, G. M. B. Del Negro, and V. M. John, “Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment,” *J. Environ. Manage.*, vol. 157, pp. 160–167, Jul. 2015.
 53. S. Noack-Schönmann, O. Spagin, K.-P. Gründer, M. Breithaupt, A. Günter, B. Muschik, and A. A. Gorbushina, “Sub-aerial biofilms as blockers of solar radia-

- tion: spectral properties as tools to characterise material-relevant microbial growth,” *Int. Biodeterior. Biodegradation*, vol. 86, pp. 286–293, Jan. 2014.
54. N. R. Moheimani, “Long-term outdoor growth and lipid productivity of *Tetraselmis suecica*, *Dunaliella tertiolecta* and *Chlorella* sp (Chlorophyta) in bag photobioreactors,” *J. Appl. Phycol.*, vol. 25, no. 1, pp. 167–176, Feb. 2013.
55. A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,” *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 576–604, Sep. 2014.
56. E. Lee, R.-L. Heng, and L. Pilon, “Spectral optical properties of selected photosynthetic microalgae producing biofuels,” *J. Quant. Spectrosc. Radiat. Transf.*, vol. 114, pp. 122–135, Jan. 2013.
57. Промышленность Орска.
<https://ru.wikipedia.org/wiki/Орск#Промышленность> [Дата обращения 12.05.2020]
58. Kirpichnikova I.M., Shestakova V.V., Akimov A.V.. Development of effective device for protection solar modules from contamination//IEEE. [2018 International Ural Conference on Green Energy \(UralCon\)](#), Year: 2018. DOI: [10.1109/URALCON.2018.8544297](https://doi.org/10.1109/URALCON.2018.8544297) Chelyabinsk, Russia, Page(s): 86 – 89 <https://ieeexplore.ieee.org/document/8544297>
59. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б. Исследование температуры поверхности солнечных модулей с использованием голографической защиты от перегрева// Электротехнические и информационные комплексы и системы//Уфимский государственный нефтяной технический университет УГНТУ, 2019, № 4, т. 15, с.19-29.