

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС»

На правах рукописи

Аббас Майтхам Худайр Аббас

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ПУТЕМ
РАЗРАБОТКИ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В
УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель - канд. тех. наук, доцент Косарева-Володько Ольга
Владимировна

Москва - 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	17
1.1. Общее состояние электроэнергетики Ирака	17
1.2. Солнечная энергия в Ираке: ресурсы и потенциал	20
1.3. Гибридные системы с возобновляемыми источниками энергии	27
1.4. Обзор существующих исследований и анализ моделей гибридных систем	30
1.5. Выводы и постановка задач работы	33
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	36
2.1. Общий подход: два этапа моделирования	36
2.2. Программные средства: Helioscope и HOMER Pro	39
2.3. Исходные данные: месторождение Аль-Ахдаб, климат, нагрузка	41
2.4. Параметр «среднее время отключений сети»	45
2.5. Математические модели компонентов системы	49
2.5.1 Математическая модель фотоэлектрический массив	50
2.5.2 Математическая модель системы накопления энергии	52
2.5.3 Математическая модель дизель-генераторной установки	54
2.5.4 Модель преобразователя и баланс мощности системы	55
2.6. Проверка работоспособности и правильности моделей	57
2.7. Выводы по главе 2	61
ГЛАВА 3. РАСЧЁТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ В СОСТАВЕ ГИБРИДНОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	63
3.1. Размещение фотоэлектрических модулей в Helioscope	63
3.2. Результаты расчёта выработки энергии солнечной станцией	66
3.3. Анализ потерь и проверка температурных поправок	71
3.4. Основные показатели фотоэлектрической станции	76

3.5. Проверка характеристик фотоэлектрического модуля в климатических условиях Ирака.....	80
3.6. Выводы по главе 3.....	87
ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИБРИДНОЙ СИСТЕМЫ В HOMER PRO	90
4.1. Конфигурация гибридной системы и алгоритм управления потоками энергии	90
4.2. Режимы работы системы и условия переключения	95
4.3. Электрический баланс системы: вклад каждого источника, работа батарей и генератора.....	100
4.4. Анализ надёжности при разной длительности отключений сети.....	104
4.5. Экономическая оценка проекта	109
4.6. Сравнение с обычной системой (сеть + дизельный генератор)	112
4.7. Выводы по главе 4.....	115
ГЛАВА 5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОСТРОЕНИЮ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	118
5.1. Рекомендации по выбору состава оборудования	118
5.2. Надёжность электротехнической системы и сети	120
5.3. Экологические показатели гибридной электротехнической системы	122
5.4. Применение системы на других промышленных объектах	123
5.5 Выводы по главе 5.....	124
РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ.....	127
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ И АПРОБАЦИЙ АВТОРА	129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	131
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ А.	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	147

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность диссертационной работы. Электроэнергетическая система Республики Ирак длительное время функционирует в условиях нарастающего дефицита генерирующих мощностей [10, 11]. Высокий износ оборудования, недостаточный объём вводов новых мощностей и исключительно большие технические и коммерческие потери при передаче электроэнергии (до 40–50 %) порождают систематические перебои в электроснабжении [12]. Наиболее остро дисбаланс проявляется в летний период, когда пиковая нагрузка достигает 32–35 ГВт, а располагаемая генерация не превышает 20,8 ГВт, формируя дефицит до 30 % [13]. Структурные причины этого дефицита и его региональные проявления рассмотрены автором в работах [8, 9]: показано, что нехватка мощности носит не сезонный, а системный характер, а потери в распределительных сетях сопоставимы с объёмом всей вводимой генерации. Для промышленных объектов, а в частности нефтегазового сектора, в первую очередь нефтяных месторождений с непрерывным технологическим циклом, перерывы в подаче электроэнергии оборачиваются остановкой добычи и значительными финансовыми потерями [14].

Специфика нефтяной отрасли диктует особые условия, которые необходимо учитывать на каждом этапе проектирования электроснабжения. Эти особенности формируют комплексный подход, отличный от проектирования для гражданских или даже большинства промышленных объектов. Технологические процессы в нефтяной промышленности зачастую являются непрерывными и критически важными. Остановка работы из-за сбоя в электроснабжении может привести к серьезным последствиям: от значительных экономических убытков до аварийных ситуаций [15]. Поэтому электроприемники объектов нефтяной отрасли, как правило, относятся к I или II категории надежности по ПУЭ. Это подразумевает обязательное наличие двух независимых взаимно резервирующих источников питания и применение

систем автоматического включения резерва (АВР), которые обеспечивают мгновенное переключение на резервный источник при исчезновении напряжения на основном [16]. В сложившихся условиях предприятия вынуждены применять дизель-генераторные установки (ДГУ) в качестве основного или резервного источника питания, что ведёт к высоким затратам на топливо, росту эксплуатационных расходов и увеличению вредных выбросов [17].

Годовая сумма солнечной радиации на горизонтальную поверхность в Ираке составляет 1800–2390 кВт·ч/м², солнечное сияние длится свыше 2800 ч в год [18, 19]. При таком ресурсе на возобновляемые источники приходится менее 1 % выработки электроэнергии [20]. В работе [7] автор оценил ресурсную базу отдельных провинций и обосновал строительство фотоэлектрических станций. Расчёт показал, что даже умеренного прихода радиации хватает для устойчивой промышленной генерации. Гибридные системы с фотоэлектрическими модулями и ДГУ для Ирака изучены в основном на жилом секторе и малых автономных объектах [21, 22]. Для крупного промышленного потребителя со стабильно высокой нагрузкой и жёсткими требованиями к бесперебойности готовых проектных решений нет.

Наращивание установленной мощности эту задачу не решает. Фотоэлектрический массив в действующей схеме электроснабжения не снимает зависимости от внешней сети. Отключения случайны по времени и приходится в том числе на вечерние и ночные часы, когда массив не генерирует. Днём выработку снижают пылевые бури и загрязнение модулей, поэтому служить резервом массив не может.

Бесперебойность обеспечивает только комплекс из четырёх элементов. Фотоэлектрический массив и аккумуляторный накопитель покрывают нагрузку в первую очередь. Сетевой ввод и резервный ДГУ включаются при их нехватке. Все элементы подключены к общей шине переменного тока. Их параметры согласует преобразовательное оборудование, а переключением источников управляет единый алгоритм. От состава комплекса, соотношения

мощностей элементов и логики переключения зависят итоговые показатели бесперебойности. Объект разработки — электротехническая система предприятия целиком, а не отдельный источник генерации.

Проектирование гибридной системы возобновляемой энергии [2] и её адаптация к режиму работы с внешней сетью на примере промышленного предприятия [1] подтвердили работоспособность подхода и дали базовый состав оборудования. Те же расчёты обнаружили нерешённую задачу. Показатели бесперебойности существенно зависят от продолжительности перерывов питания от национальной сети, а эта продолжительность — случайная величина, которую известные методики проектирования в явном виде не учитывают. Рациональный состав оборудования и алгоритмы управления, обеспечивающие надёжное электроснабжение при частых отключениях случайной длительности, не обоснованы. Этим определяется актуальность темы диссертационной работы.

Степень разработанности проблемы. Гибридные электротехнические системы с возобновляемыми источниками изучены широко [55, 60]. Подбор состава оборудования и технико-экономическую оценку таких систем чаще всего выполняют в программном комплексе HOMER Pro, разработанном и апробированном при участии Лилиенталя П., Ламберта Т. и других зарубежных специалистов [56]. С его помощью подбирают соотношение мощностей источников и ёмкость накопителя, оценивают чистую приведённую стоимость и себестоимость электроэнергии [59, 62]. Программы детального расчёта фотоэлектрических полей строят затенение рядов по рельефу площадки и определяют температурные потери [58, 61]. Эти инструменты не связаны между собой. Системная оптимизация берёт усреднённые ряды радиации без учёта затенения. Пространственный расчёт не охватывает совместную работу генерации и накопителя с резервными источниками.

Работы по Ираку посвящены оценке солнечного потенциала и климатических данных, а также моделированию малых автономных систем

для жилых домов, удалённых деревень и медицинских пунктов (Аль-Карагули А., Казем Х. А. и др.) [43, 73]. Нагрузка там мала, а перерывы питания допустимы: требования к категории надёжности электроснабжения не предъявляются. Снижение электропотребления на стороне потребителя — другая задача. Для неё автор рассмотрел информационное моделирование зданий [4]. Комплексы с питанием от нестабильной сети строились и при электрификации железных дорог севера страны [6]. Ограниченная пропускная способность сети потребовала там особого резервирования питания тяговых потребителей. Для месторождений эти решения не подходят: тяговая нагрузка следует графику движения поездов, а оборудование месторождения работает в непрерывном цикле.

Подходы к повышению надёжности электропитания, где функции управления возложены на контроллеры с алгоритмами искусственного интеллекта, автор обобщил в [3]. Напряжение такие контроллеры удерживают, качество электроэнергии остаётся в допустимых пределах. Цена — вычислительные ресурсы и настройка под конкретный объект. Для удалённых промышленных площадок это ограничение существенное. Постановка и методы решения задач оптимального распределения потоков мощности рассмотрены в [10]. Из отечественных работ по автономным и гибридным системам с возобновляемыми источниками выделяются труды Лукутина Б. В. [130] и Сосниной Е. Н. [131] — в них сформированы подходы к обоснованию состава оборудования автономных комплексов и оценке их надёжности. Все перечисленные исследования исходят из двух крайних состояний внешней сети: её нет вовсе либо она доступна постоянно. Промежуточный случай — сеть присутствует, но с регулярными перерывами случайной продолжительности — расчётным не считается.

Вместе с тем практически отсутствуют работы, в которых гибридная электротехническая система проектировалась бы специально для крупного промышленного потребителя с непрерывным графиком нагрузки [126]. Ни в одной из известных публикаций не учитывается случайный, стохастический

характер отключений национальной сети, а существующие модели используют усреднённые данные по солнечной радиации без детального пространственного расчёта фотоэлектрического поля с учётом затенений и рельефа [55, 60]. Остаётся неразработанной методика, объединяющая детальное физическое моделирование фотоэлектрической станции в программе Helioscope с последующей системной оптимизацией в HOMER Pro для промышленных объектов Ирака [56, 59]. Не установлены количественные зависимости показателей бесперебойности электротехнической системы от продолжительности сетевых отключений, без которых обоснованный выбор ёмкости накопителя и мощности резервного генератора невозможен. Устранение перечисленных пробелов и составляет содержание настоящей работы.

Цель диссертационной работы. Повышение эффективности электроснабжения предприятий нефтегазового сектора в условиях стохастической нестабильности внешней сети путем обоснования рациональных параметров гибридной электротехнической системы с возобновляемыми источниками энергии.

Идея работы заключается в том, что гибридные электротехнические системы с возобновляемыми источниками энергии позволяют повысить эффективность системы электроснабжения предприятий нефтегазового сектора.

Задачи диссертационной работы:

1. Провести анализ состояния электроэнергетического сектора Республики Ирак с учетом дефицита генерирующих мощностей и оценкой воздействия нестабильности внешней инфраструктуры на бесперебойность электроснабжения промышленных объектов нефтегазового сектора.
2. Разработать компьютерную модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющую выполнять: сегментацию территории, расчет затенений, выбор

рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определять коэффициент увеличения производительности системы относительно базовой.

3. Обосновать структуру и выполнить моделирование гибридной электротехнической системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ) в среде HOMER Pro с учетом профиля солнечной генерации, графика промышленной нагрузки и технико-экономических параметров оборудования.
4. Исследовать влияние средней продолжительности отключений внешней сети на эффективность электроснабжения промышленного предприятия при внедрении гибридной электротехнической системы с обоснованием экономической эффективности и экологической безопасности в сравнении с базовой системой (только сеть + ДГУ).
5. Разработать рекомендации по адаптации гибридной электротехнической системы при изменении внешней инфраструктуры.

Научная новизна результатов исследования.

1. Разработана компьютерная модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющая выполнять: сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определен коэффициент увеличения производительности системы относительно базовой.
2. Предложен модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, отличающийся последовательным применением детального пространственного расчёта фотоэлектрического поля в программе Helioscope и системного моделирования в среде HOMER Pro с учётом стохастической нестабильности внешней сети и среднего времени отключений.
3. Разработан и верифицирован для климатических условий центрального Ирака метод управления потоками энергии с очередностью работы источников энергии (PV → АКБ → сеть → ДГУ), обеспечивающий долю

возобновляемой энергии на уровне выше 99,35 % и годовую наработку дизель-генератора в диапазоне 3,4–8,2 часов в зависимости от сценария сетевых отключений.

4. Получены эмпирические зависимости показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключений сети, позволяющие обоснованно выбирать ёмкость аккумуляторного накопителя и мощность резервного дизель-генератора.

Теоретическая значимость работы заключается в:

- разработке компьютерной модели в программе Helioscope, позволяющей на этапе проектирования количественно оценивать показатели эффективности гибридных электротехнических систем промышленных предприятий при различных сценариях нестабильности внешней сети;
- разработке модифицированного метода моделирования гибридных электротехнических систем промышленных объектов, учитывающего пространственные характеристики фотоэлектрического поля и стохастическую природу отключений внешней сети в единой расчётной цепочке;
- разработке модифицированного метода управления потоками энергии с очерёдностью источников энергии ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$), обеспечивающей долю возобновляемой энергии на уровне выше 99,35 % и годовую наработку дизель-генератора не более 8,2 часов в зависимости от сценария сетевых отключений;
- установлении зависимостей показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключений сети, расширяющие научные представления о поведении гибридных систем с накопителями в условиях стохастичности внешнего электроснабжения.

Практическая значимость работы:

- состав оборудования гибридной системы для месторождения Аль-Ахдаб — мощность фотоэлектрического массива, полезная ёмкость

аккумуляторного накопителя, мощность резервного дизель-генератора — подобран и пригоден как исходные данные проектной документации;

- найденные соотношения мощностей переносятся на другие промышленные объекты нефтегазового сектора Ирака с близким графиком нагрузки;
- закупочная стоимость электроэнергии составляет 0,0279 долл./кВт·ч против 0,0859 долл./кВт·ч у исходной схемы; расход дизельного топлива ниже на 99,6 %, годовые выбросы CO₂ — на 98,8 %.

Методы исследования. Компьютерное имитационное моделирование электротехнических комплексов выполнено в средах Helioscope и HOMER Pro [56, 57, 60]. Климатические данные обработаны численными методами, приход солнечного излучения пересчитан на наклонную поверхность [28, 33]. Надёжность электроснабжения оценена по вероятности неудовлетворённой нагрузки и времени автономной работы [86, 88]. Применены методы технико-экономической оценки энергетических проектов и метод сравнительного анализа с базовым вариантом электроснабжения для количественного подтверждения достигаемых эффектов [63, 77].

Автором выполнен анализ состояния энергосистемы Ирака и оценка её региональных особенностей [7, 8]; собраны и обработаны климатические данные для площадки Аль-Ахдаб [11, 15, 115]. Предложена двухэтапная методика моделирования гибридной электротехнической системы: сначала выполняется детальный пространственный расчёт солнечного поля в программе Helioscope с учётом рельефа и затенения, затем полученный почасовой профиль генерации используется при системном расчёте в программе HOMER Pro с учётом графика нагрузки предприятия [59, 62]. Базовые проектные решения, положенные в основу расчётной схемы, получены автором ранее [1, 2]. Введён параметр среднего времени отключений сети, позволяющий оценивать бесперебойность электроснабжения при работе от нестабильной внешней сети [81]. Разработан алгоритм управления потоками энергии, обеспечивающий работу

электротехнической системы при случайных перерывах питания от национальной сети; предпосылки к его построению рассмотрены в обзоре подходов к управлению [3].

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Компьютерная модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющая выполнять сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определять коэффициент повышения производительности гибридной электротехнической системы.
2. Модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, включающий поэтапный расчёт фотоэлектрической станции в Helioscope и моделирование в HOMER Pro с учётом стохастичности внешней сети.
3. Метод управления потоками энергии гибридной электротехнической системы, функционирующей в режиме подключения к стохастичной внешней сети, с приоритетной очередностью работы источников ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$), обеспечивающей долю возобновляемой энергии на уровне 99,35 % и годовую наработку дизель-генератора не более 8,2 часов в зависимости от сценария сетевых отключений.
4. Эмпирические зависимости показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключения сети, позволяющие обосновать ёмкость аккумуляторного накопителя и мощность резервного дизель-генератора при сохранении вероятности недостатка мощности не более 0,9 %.

Соответствие паспорту научной специальности. Работа соответствует пунктам 1–4 паспорта специальности 2.4.2 — Электротехнические комплексы и системы. По пункту 1 выполнены главы 2 и 3. Автор построил математические модели фотоэлектрического массива, аккумуляторного накопителя, дизель-генераторной установки и

преобразователя. Модели связаны уравнением баланса мощности. На их основе в средах Helioscope и HOMER Pro собраны компьютерные модели электротехнической системы [56, 58, 60]. Пункту 2 отвечает обоснование состава и структуры системы предприятия. Установленная мощность фотоэлектрического массива — 14,1 МВт. Полезная ёмкость накопителя выбрана в диапазоне 23,4–35,1 МВт·ч, мощность резервного дизель-генератора — 2,8–4,2 МВт. Элементы работают на общую шину переменного тока; условия их совместной эксплуатации приведены в [1, 2, 61, 62]. В литературе электротехнические комплексы с собственной генерацией для производственных объектов выделены в самостоятельное направление [119]. Для нефтегазового сектора Ирака такая задача решается впервые.

Пункту 3 отвечает разработанный метод управления потоками энергии с приоритетной очерёдностью источников ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$), реализованный в виде набора правил, выполняемых на каждом часовом шаге моделирования и обеспечивающих долю возобновляемой энергии не менее 99,35 % при годовой наработке дизель-генератора 3,4–8,2 часа. Вопросы построения алгоритмов диспетчеризации в системах с возобновляемыми источниками и накопителями изучались ранее [81], в том числе с применением контроллеров на основе алгоритмов искусственного интеллекта, обзор которых выполнен автором в [3]; предложенное решение отличается тем, что не требует прогнозирования и вычислительных ресурсов, а опирается на текущие измерения напряжения сети и уровня заряда накопителя. Пункту 4 отвечает исследование работоспособности электротехнической системы в различных режимах: рассмотрены нормальный режим, режимы кратковременного и длительного отключения внешней сети и аварийный режим, для каждого из которых установлены условия переключения источников, а качество функционирования оценено по вероятности неудовлетворённой нагрузки, не превышающей 0,9 % во всём диапазоне среднего времени отключений от 0,5 до 3,0 ч/сут. Влияние возобновляемых

источников на устойчивость и надёжность работы энергетической системы рассмотрено автором в [5].

Степень достоверности результатов. Достоверность полученных результатов обеспечивается тремя группами факторов: качеством исходных данных, применением апробированных расчётных средств и независимой проверкой промежуточных результатов. Климатические данные для площадки месторождения Аль-Ахдаб получены из базы NASA POWER и проверены по независимому источнику Global Solar Atlas, разработанному компанией Solargis при поддержке Всемирного банка; расхождение среднемесячных значений глобальной горизонтальной радиации не превышает 3 % [27, 28]. Годовая сумма радиации $1866,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ согласуется с опубликованными картами солнечного ресурса Ирака и результатами измерений метеорологических станций страны [33, 44], а также с оценкой ресурсной базы, выполненной автором для соседних провинций [7]. Расчёты проведены в программных комплексах Helioscope и HOMER Pro, признанных в мировой практике проектирования систем с возобновляемыми источниками и многократно применявшихся для решения задач подобного класса [56, 57, 59, 60]; правомерность их совместного использования подтверждена сопоставительными обзорами программных средств [56] и опытом проектирования фотоэлектрических установок в климатических условиях Ирака [76].

Корректность моделей проверена по данным, не участвовавшим в расчёте. Расхождение с паспортными данными не превысило 5 % ни у фотоэлектрических модулей, ни у аккумуляторных батарей, ни у дизель-генератора. По температуре элемента модель расходится со стандартной методикой NOCT в пределах $3 \text{ }^{\circ}\text{C}$; эксперименты с кремниевыми модулями дают тот же порядок [101, 102, 103]. Замкнутость энергетического баланса контролировалась на часовых интервалах в течение всего расчётного года; расхождение суммарной генерации и потребления не превышает 2 %. Схема проверки — упрощённая системная модель против детального расчёта и

паспортных данных оборудования — принята при оценке точности моделей сетевых фотоэлектрических систем [120]. Результаты работы опубликованы в рецензируемых изданиях перечня ВАК и Scopus [1, 2, 3, 4, 6, 7]. Внедрение подтверждено актом (Приложение Б).

Апробация результатов работы. Основные результаты и положения работы обсуждались на семинарах кафедры энергетики и энергоэффективности горной промышленности НИТУ МИСИС (2022-2024 гг.) и докладывались на следующих конференциях: Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых Комсомольск-на-Амуре, 16-17 ноября 2023 г.; XIII Международной научно-практической конференции молодых ученых Пенза, 10 мая 2025 г; Всероссийской - научно- практическая конференции «Энергетика будущего – цифровая трансформация» ЛГТУ, Липецк, 15.12.2022 г.

Реализация выводов и рекомендаций работы. Внедрение подтверждено Министерством окружающей среды Республики Ирак. К использованию в реальном секторе экономики приняты: метод оценки эффективности электроснабжения предприятий нефтегазового сектора при интеграции возобновляемых источников; модели и алгоритм управления потоками энергии; рекомендации по составу оборудования гибридной электротехнической системы. Метод даёт рациональные сочетания традиционных и возобновляемых источников. Ведомство оценивало экологическую сторону. Расход дизельного топлива — 895 литров в год вместо 250 000, выбросы углекислого газа ниже на 98,8 %. Питание объекта с непрерывным технологическим циклом при этом не прерывается.

Рекомендации главы 5 по мощности фотоэлектрического массива, полезной ёмкости аккумуляторного накопителя и мощности резервного дизель-генератора даны как зависимости от среднего времени отключений внешней сети. Поэтому они переносятся на другие промышленные объекты центральных и южных провинций страны со сходным климатом и характером нагрузки. Сами подходы к обоснованию состава гибридной системы автор

апробировал ранее при проектировании систем возобновляемой энергии для промышленного предприятия [1, 2]. Оценка ресурсной базы отдельных регионов Ирака и опыт построения электротехнических комплексов, работающих от сети с ограниченной пропускной способностью, изложены в [6, 7].

Публикации. По теме диссертационного исследования опубликовано 9 научных работ, среди которых 4 – в журналах из перечня ВАК, 3 статьи – в сборниках материалов и трудов научных конференций. Основные научные положения изложены в 2 работах, опубликованных в журналах из перечня ВАК. Основные научные положения, выносимые на защиту, изложены в работах [1, 2, 3].

Объём и структура диссертационной работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, результатов работы, списка публикаций и апробаций автора, списка сокращений, списка литературы, включающего 131 наименование, и двух приложений. Работа содержит 24 таблицы и 43 рисунков. Общий объём диссертационной работы составляет 150 страниц.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.1 Общее состояние электроэнергетики Ирака

Энергосистема Ирака централизована и управляется Министерством электроэнергии. Она включает генерирующие мощности, высоковольтные линии (400 и 132 кВ) и распределительные сети низкого напряжения. Основу выработки составляют тепловые станции на природном газе (около 60 %) и мазуте (37 %). Установленная мощность электростанций Ирака в 2023 году — 25,8 ГВт. Из них свыше 97 % работает на ископаемом топливе, на возобновляемые источники приходится порядка 150 МВт, то есть менее 1,0 %. Попутный газ, пригодный для генерации, частично сжигается в факелах: сети сбора нет. Летом положение ухудшается. По таблице 1.1 потребление превышало производство каждый год начиная с 2017-го; в 2023-м непокрытыми остались 30,5 ТВт·ч — 29 % потребности. Жара выше 50 °С поднимает нагрузку кондиционеров, и пик выходит на 32–35 ГВт. Располагаемая мощность в эти часы — не более 20,8 ГВт. Отсюда отключения по 12–18 часов в сутки во многих регионах.

Распределение генерации по видам источников за 2023 год дано на рисунке 1.1. Газовые и мазутные тепловые станции покрывают почти весь объём, доли солнечной и ветровой генерации на диаграмме практически не видны. Отсюда зависимость системы от поставок газа и от ценовой конъюнктуры. К дефициту добавляются сетевые потери: по официальным оценкам, технические и коммерческие потери в распределительных сетях составляют 40–50 % [11]. Оборудование многих станций изношено — сказались годы конфликтов и недостаток инвестиций, — поэтому располагаемая мощность всегда ниже установленной [12, 15].

Дефицит распределён по стране неравномерно, и для промышленного электроснабжения это существенно. Сопоставление производства и потребления по провинциям [9] даёт две разные картины. На севере генерация

относительно устойчива, узкое место — пропускная способность сетей. В центральных и южных провинциях не хватает самой располагаемой мощности. Перебои имеют системную, а не аварийную природу и сохранятся до ввода новых генерирующих мощностей [8]. Для предприятия с непрерывным технологическим циклом нестабильность внешней сети — постоянное условие эксплуатации, которое закладывается в проект электротехнической системы.

Таблица 1.1 – Энергетический баланс Ирака (2017–2023 гг.)

Год	Установленная мощность, ГВт	Выработка, ТВт·ч	Потребление, ТВт·ч	Дефицит, ТВт·ч	Коэффициент дефицита, %
2017	18,5	58,2	75,0	16,8	22,4
2018	19,3	61,5	79,0	17,5	22,2
2019	20,1	64,0	82,5	18,5	22,4
2020	21,0	66,3	85,0	18,7	22,0
2021	22,5	69,8	90,0	20,2	22,4
2022	24,6	72,0	100,0	28,0	28,0
2023	25,8	74,5	105,0	30,5	29,0

Источники: Ministry of Electricity Iraq, IEA, World Bank [11, 13, 15, 16].

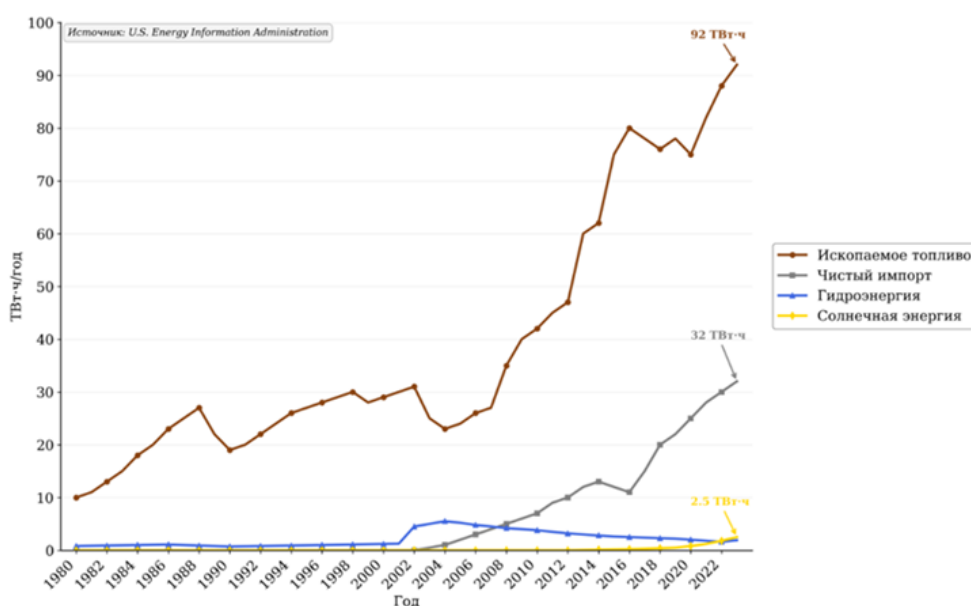


Рисунок 1.1 – Распределение электроэнергии по источникам в Ираке (2023)

Ирак зависит от импорта электроэнергии из соседних стран. Основной объём поступает из Ирана (около 1200 МВт) и Турции (около 300 МВт). В 2017 году импорт достигал 2000 МВт [15]. Любые перебои в этих поставках сразу отражаются на стабильности национальной сети. На рисунке 1.2 показан дефицит электрической мощности по регионам страны. Наибольший разрыв между пиковой нагрузкой и доступной генерацией наблюдается в центральных и южных провинциях, где расположена основная нефтегазовая инфраструктура.

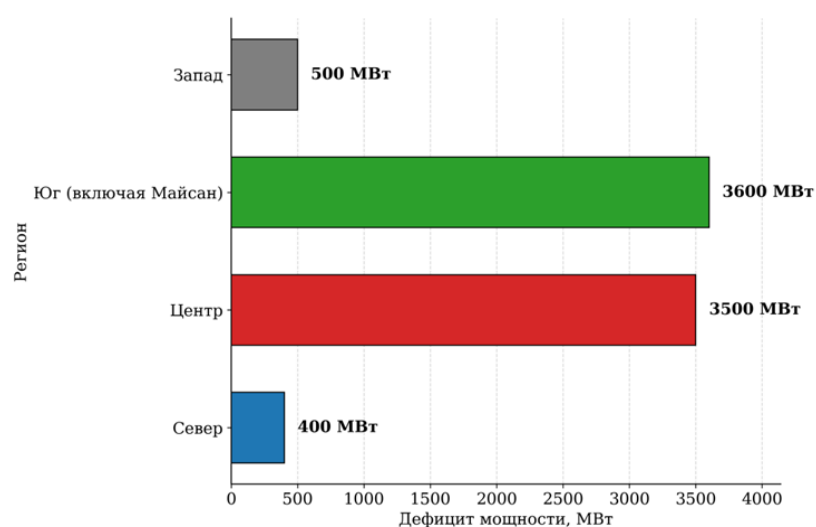


Рисунок 1.2 – Дефицит электрической мощности по регионам Ирака (2023)

Топливный баланс генерации в Ираке смещён в сторону углеводородов. На природный газ в 2023 году пришлось порядка 60 % выработки, на мазут и другие нефтепродукты — около 37 %; остаток, менее 1,0 %, делят между собой возобновляемые источники [12, 13]. Рисунок 1.3 передаёт этот состав графически. Крупных тепловых и газотурбинных станций в стране достаточно, однако суммарной мощности недостаёт, и дефицит частично закрывается импортом из Ирана и Турции — в 2017 году до 2000 МВт [15].

Летний режим усиливает разрыв. Кондиционерная нагрузка при температурах выше 50 °С поднимает спрос до полутора среднегодовых значений, отключения в провинциях доходят до 12–18 часов в сутки [21]. Для

нефтегазового производства это остановка технологического процесса и прямые потери. Нужен источник, не зависящий от состояния сети.

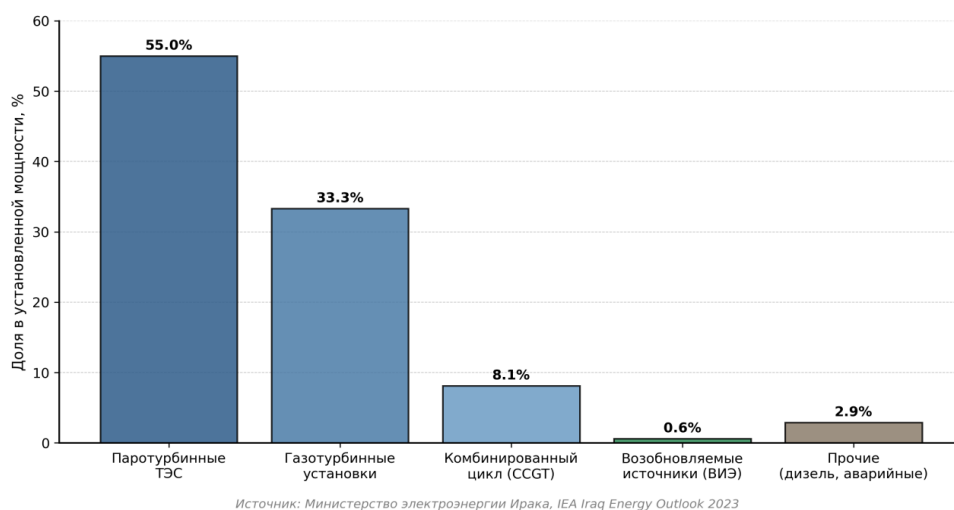


Рисунок 1.3 - Состав энергосистемы Ирака в 2023 году

Электроэнергетический сектор Ирака характеризуется сочетанием высокого износа инфраструктуры, острого дефицита мощности, больших потерь в сетях и почти полной зависимости от ископаемого топлива. Эти обстоятельства заставляют искать альтернативные способы энергоснабжения промышленных объектов, в том числе с использованием местного солнечного потенциала.

1.2. Солнечная энергия в Ираке: ресурсы и потенциал

Ирак расположен в субтропическом аридном поясе, где приход солнечной радиации один из самых высоких в мире. Среднегодовая глобальная горизонтальная радиация на большей части территории составляет от 1800 до 2390 кВт·ч/м², а продолжительность солнечной активности достигает 2800–3300 часов в год [27, 31, 36]. Такие условия делают страну перспективной для крупномасштабного использования фотоэлектрических систем.

На рисунке 1.4 представлен прогноз пикового спроса на электроэнергию в Ираке до 2030 года. Он построен на основе данных Министерства электроэнергии и планов развития инфраструктуры [11].

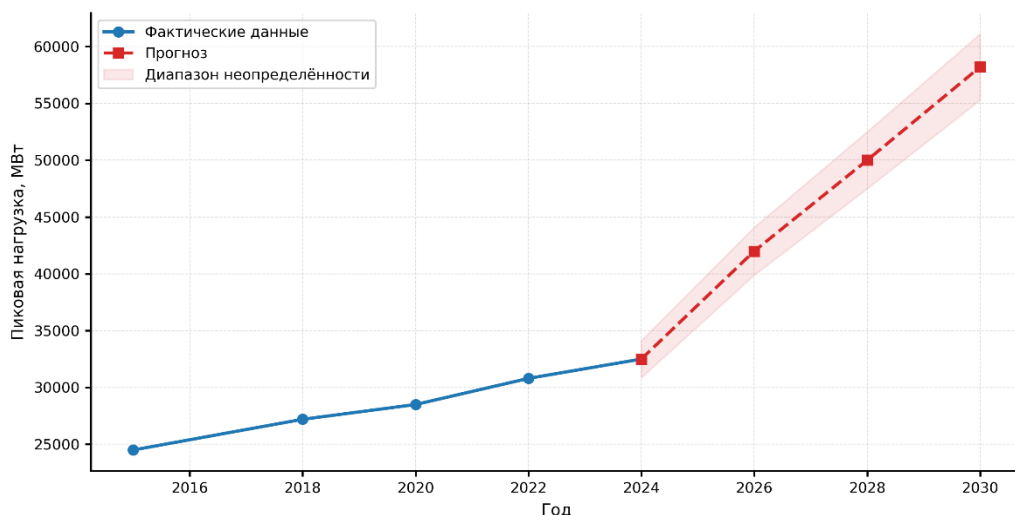


Рисунок 1.4 – Прогноз пикового спроса на электроэнергию до 2030 года

Данные графика 1.4 показывают, что пиковая нагрузка будет расти быстрыми темпами и к 2030 году достигнет 58,2 ГВт. Такой рост почти в два раза превышает текущие возможности национальной генерации. Это подтверждает необходимость ускоренного ввода новых мощностей и внедрения локальных гибридных систем на основе фотоэлектрических элементов для покрытия дефицита.

Годовая сумма солнечной радиации распределена по территории Ирака неравномерно (рисунок 1.5). Максимум держат западные и южные пустынные провинции — Анбар, Мутанна, Наджаф: свыше 2200 кВт·ч/м² в год. Центр и юго-восток, включая Васит, получают 1850–2000 кВт·ч/м², чего хватает для промышленной солнечной генерации. Ниже всего радиация в горах Курдистана — 1650–1750 кВт·ч/м², но и такой приход превосходит уровень многих стран с развитой солнечной энергетикой.

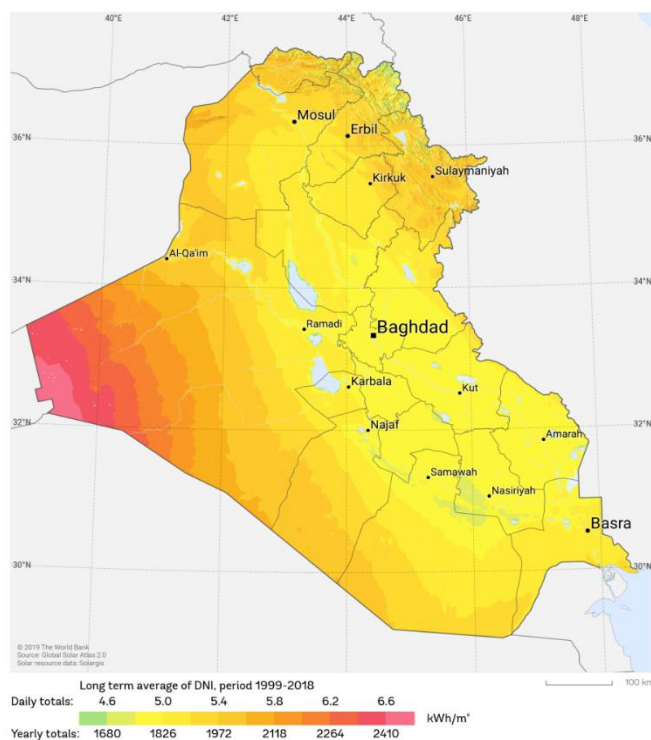


Рисунок 1.5 — Карта горизонтальной солнечной инсоляции в Ираке
(кВт·ч/м²)

Промышленная фотоэлектрическая генерация возможна не только в провинциях с максимальным приходом радиации. Для северных районов, где годовая сумма ниже средней по стране, расчёт подтвердил устойчивую работу станций и оправданность их сооружения [7]. Тем более это верно для Васита с его 1850–2000 кВт·ч/м² в год: ресурс заведомо перекрывает потребность станции промышленного масштаба. Выбор площадки упирается уже не в инсоляцию, а в свободную территорию и график нагрузки объекта. Подробные данные по провинциям сведены в таблицу 1.2 — диапазоны глобальной и прямой нормальной радиации, продолжительность солнечной активности, средняя температура воздуха.

Таблица 1.2 – Потенциал солнечной энергии по регионам Ирака

Регион	Глобальная радиация, кВт·ч/м ² ·год	Прямая нормальная радиация, кВт·ч/м ² ·год	Солнечная активность, ч/год	Среднегодовая температура, °С	Пригодность для СЭС
Анбар	2300–2390	2650–2750	3200–3300	22,5	Высокая
Басра (юг)	2200–2280	2550–2650	3100–3200	24,8	Высокая
Васит	1850–1950	2150–2250	2900–3000	21,3	Средняя
Багдад	1900–2000	2200–2300	2950–3050	22,1	Средняя
Наджаф	2100–2200	2450–2550	3050–3150	23,2	Высокая
Мутанна	2250–2350	2600–2700	3150–3250	23,8	Высокая
Киркук	1750–1850	2000–2100	2700–2800	19,5	Средняя
Эрбиль	1700–1800	1950–2050	2650–2750	18,7	Низкая
Сулеймания	1650–1750	1900–2000	2600–2700	17,9	Низкая

Источники: *Global Solar Atlas, IRENA, Ministry of Electricity Iraq [18, 115]*.

На рисунке 1.5 для района Аль-Ахдаб (провинция Васит) даны две кривые — глобальной горизонтальной и прямой нормальной радиации. С мая по август глобальная радиация держится на уровне 6,9–8,0 кВт·ч/м² в сутки. В декабре и январе она опускается до 2,6–3,0 кВт·ч/м², то есть в 2,3–3,1 раза. Прямая нормальная радиация меняется меньше. Её летние 7,3–9,2 кВт·ч/м² зимой сокращаются лишь до 4,5–4,9 кВт·ч/м². Причина — низкое зимнее солнце. Его лучи падают на горизонтальную площадку под малым углом, а на площадку, перпендикулярную лучу, всегда под прямым.

Летом растёт и нагрузка энергосистемы. Максимумы генерации и потребления на рисунке 1.7 ложатся на те же месяцы, что и пик радиации. Дефицит мощности в сети в это время доходит до 30 % (раздел 1.1). У предприятия с круглогодичным циклом наибольшая выработка фотоэлектрического массива совпадает с самым напряжённым режимом сети. Поэтому потребность в сетевой энергии и работе ДГУ снижается.

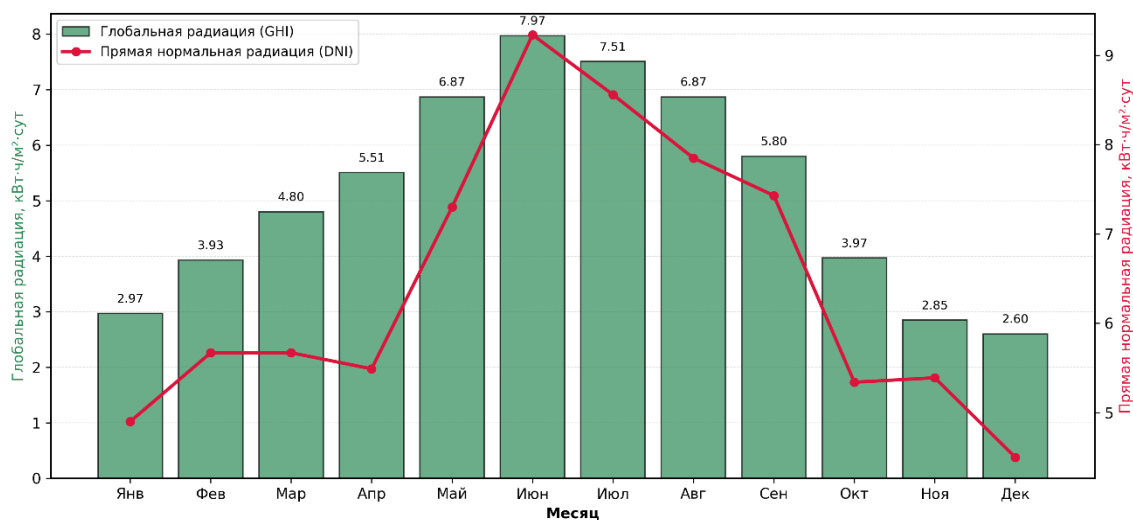


Рисунок 1.6 – Динамика глобальной и прямой нормальной солнечной радиации для центральной части Ирака

Выработку по провинциям оценивали укрупнённо, по формулам (1.1) и (1.2). Площадь модулей умножают на их КПД и на годовую инсоляцию. Потери в системе учитывает последний множитель — коэффициент производительности:

$$E = A \cdot \eta \cdot H \cdot PR, \quad (1.1)$$

где E — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч; A — суммарная площадь фотоэлектрических модулей, м²; η — коэффициент полезного действия (КПД) солнечных модулей, для современных монокристаллических кремниевых модулей 15–24 % [102–104]; H — годовая интенсивность солнечной радиации на наклонную поверхность модулей без учёта затенения, кВт·ч/м²; PR — коэффициент производительности системы, 0,5–0,9 в зависимости от совокупных потерь [49–53].

Расчёт выполнен для всех провинций, итог сведён в таблицу 1.3. Помимо средней радиации и годовой выработки в ней указана категория пригодности территории. Наибольший потенциал имеют пустынные районы запада и юга — провинции Анбар и Мутанна. Промышленная инфраструктура находится в основном в провинциях со средними показателями, в том числе в Васите, где

расположено месторождение Аль-Ахдаб. При радиации около 1900 кВт·ч/м² в год провинция даёт по расчёту более 4 ТВт·ч. Нагрузку одного промышленного объекта такой ресурс покрывает с большим запасом.

Пространственное распределение потенциала наглядно показано на рисунке 1.7 в виде тепловой карты. Тёмные области соответствуют максимальным значениям радиации и выработки. Хорошо видно, что регионы с развитой нефтегазовой инфраструктурой – Васит, Басра, Багдад – располагаются в зоне уверенного среднего потенциала, что делает размещение солнечных станций вблизи промышленных потребителей технически оправданным и рациональным.

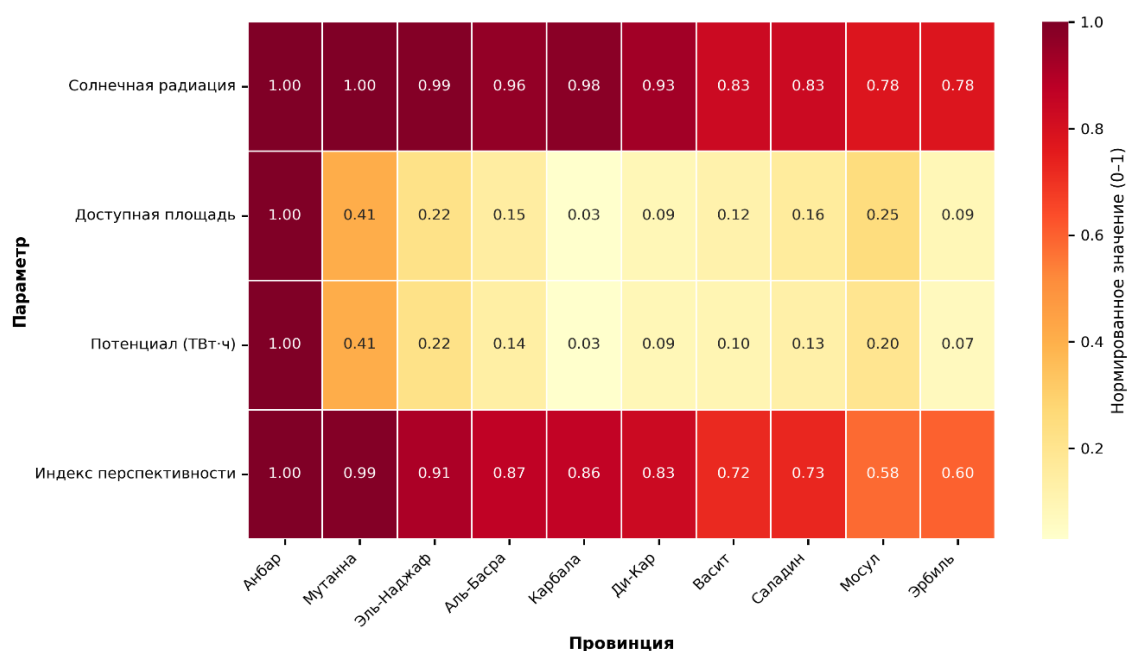


Рисунок 1.7 - Тепловая карта, сравнительная оценка провинций Ирака по ключевым показателям внедрения СЭС

Таблица 1.3 – Оценка потенциала солнечной энергии по провинциям Ирака

№	Провинция	Доступная площадь, км ²	Солнечная радиация, кВт·ч/м ² ·год	Потенциальная мощность, МВт	Годовая выработка, ТВт·ч	Категория
1	Анбар	122 000	2 300	433	42,06	Очень высокая
2	Мутанна	50 500	2 300	403	17,41	Очень высокая
3	Эль- Наджаф	27 000	2 280	673	9,23	Высокая
4	Аль-Басра	17 888	2 200	2 805	5,90	Высокая
5	Карбала	4 100	2 250	703	1,38	Высокая
6	Ди-Кар	11 500	2 150	993	3,71	Высокая
7	Аль- Кадисия	7 500	2 150	515	2,42	Высокая
8	Майсан	15 000	2 050	593	4,61	Средняя
9	Бабиль	4 000	2 000	650	1,20	Средняя
10	Саладин	19 700	1 900	462	5,61	Средняя
11	Васит	14 500	1 900	700	4,13	Средняя
12	Дияла	16 200	1 900	572	4,61	Средняя
13	Киркук	7 200	1 850	672	2,00	Низкая
14	Дохук	5 000	1 850	990	1,39	Низкая
15	Эрбиль	11 000	1 800	1 700	2,97	Низкая
16	Сулеймания	10 500	1 800	2 200	2,83	Низкая
17	Мосул	30 500	1 800	706	8,23	Низкая
18	Багдад	8 500	1 100	1 120	4,12	Низкая

Источник: расчёты автора на основе данных [17, 18]

Солнечный ресурс Ирака велик, максимум — в западных и южных пустынных районах: за год более 2200 кВт·ч/м² [47, 48]. Центральные провинции скромнее; Васит с месторождением Аль-Ахдаб получает порядка 1900 кВт·ч/м², и этого достаточно для фотоэлектрической станции. Сезонный максимум прихода радиации совпадает с летним максимумом потребления.

Совпадение и определяет смысл гибридных систем на промышленных объектах: собственная генерация закрывает нагрузку тогда, когда сеть наименее надёжна.

1.3. Гибридные системы с возобновляемыми источниками энергии

Гибридная система электроснабжения объединяет фотоэлектрический массив, аккумуляторный накопитель, дизельный или газовый генератор и ввод от внешней сети. Одиночный источник такого не даёт: появляется резерв питания, падает расход топлива, солнечный ресурс используется полнее. Ядро системы образуют фотоэлектрические модули — они преобразуют излучение в постоянный ток. Далее идут аккумуляторные батареи с контроллерами заряда и инвертор, который преобразует постоянный ток в переменный стандартного качества. Резервный дизель-генератор вступает в работу при нехватке генерации и разряде батарей. Координирует работу система автоматического управления: она в реальном времени выбирает источник, удерживая питание непрерывным при наименьшем расходе топлива [56, 61, 108, 109, 111].

По способу связи с национальной сетью различают автономные, сетевые и гибридные конфигурации. Автономные системы полностью изолированы и полагаются только на собственную генерацию и накопители; для крупных промышленных потребителей они обычно неэкономичны из-за большой требуемой ёмкости батарей. Сетевые системы работают параллельно с сетью, но не имеют накопителей и отключаются при пропадании сетевого напряжения, что в условиях Ирака с регулярными перебоями недопустимо для потребителей I категории. Гибридная схема (PV + АКБ + ДГУ + сеть) лишена этих недостатков: накопитель и резервный генератор поддерживают питание при отказах внешней сети, а в нормальном режиме излишки солнечной энергии запасаются или передаются в сеть [85, 61].

При нестабильной сети промышленному объекту нужен собственный резерв двух видов. Короткие перерывы закрывает накопитель. Для длительных нужен дизель-генератор, поскольку запас энергии в батареях ограничен. Схему, где оба резерва работают вместе с фотоэлектрическим массивом и сетевым вводом, обозначают «PV + АКБ + ДГУ + сеть». Работы по Ираку рассматривают в основном жилые дома и малые автономные объекты [71, 72, 73]. Их результаты нельзя напрямую перенести на крупное предприятие с непрерывным циклом и жёсткими требованиями к бесперебойности.

Источники и накопитель на обобщённой схеме рисунка 1.8 подключены к общей шине переменного тока, массив и батареи — через гибридный инвертор. В нормальном режиме нагрузку питает фотоэлектрический массив. Излишек выработки заряжает накопитель, а после его заряда уходит в сеть. Когда генерация падает или питание кратковременно пропадает, нагрузку берёт на себя накопитель. Сеть покрывает дефицит, если заряда батарей не хватает. Дизель-генератор стоит в резерве. Его запускают только при длительном отсутствии сети и разряде аккумуляторов до нижнего предела [53, 71, 119]. Рассмотренные конфигурации классифицированы на рисунке 1.9. Объектом исследования принята схема «PV + АКБ + ДГУ + сеть».

С точки зрения электротехники это управляемый комплекс из разнородных источников и накопителя. Согласование по напряжению, частоте и фазе выполняет преобразовательное оборудование. Система автоматического управления следит за приходом солнечной радиации и текущей мощностью массива. Отдельно контролируется степень заряда накопителя. Третий контролируемый параметр — наличие и качество напряжения во внешней сети. По этим данным алгоритм перераспределяет потоки энергии между источниками и нагрузкой. В традиционной схеме с дизельным генератором бесперебойность покупается запасом установленной мощности. Здесь её даёт управление режимами. В предшествующих работах

автора основную долю электроэнергии давал фотоэлектрический массив, а наработка дизель-генератора падала до единиц часов в год [1, 6].

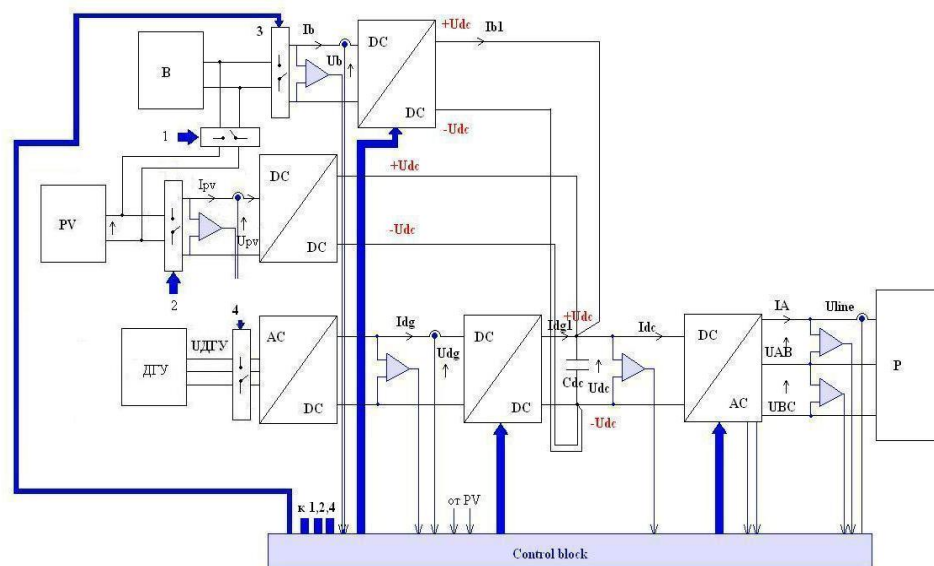


Рисунок 1.8 - Обобщённая структурная схема гибридной электротехнической системы

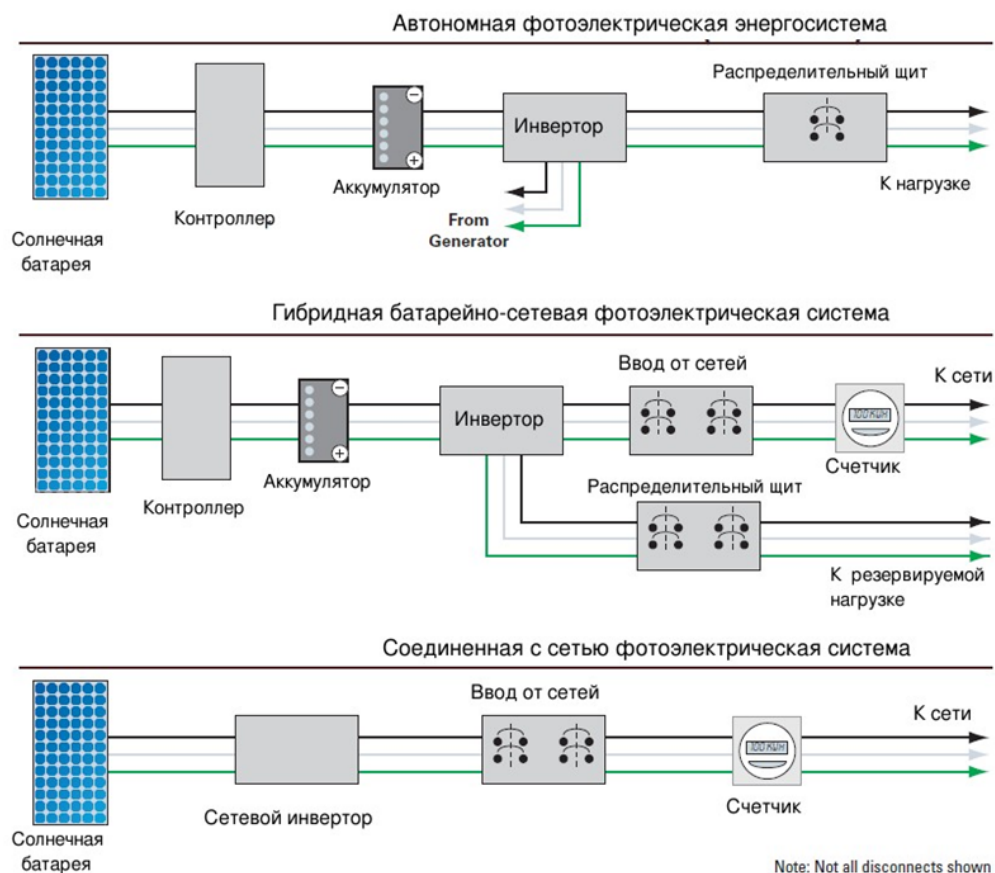


Рисунок 1.9 - Классификация конфигураций фотоэлектрических систем

Значительный вклад в развитие методов моделирования и анализа гибридных электротехнических систем с возобновляемыми источниками энергии внесли работы Sinha S., Chandel S. S. и Lambert T. [56, 57]. В них обобщены подходы к выбору состава оборудования с помощью программного комплекса HOMER Pro и показано, как вариации стоимости топлива, уровня солнечной радиации и тарифов на электроэнергию влияют на конечную стоимость энергии [61, 63]. Эти методические основы использованы в настоящей работе при построении компьютерной модели гибридной электротехнической системы.

Применительно к рассматриваемому классу объектов автором ранее выполнено обоснование состава оборудования гибридной системы и её адаптация к режиму параллельной работы с внешней сетью [1, 2]. Установлено, что при наличии сетевого ввода ёмкость аккумуляторного накопителя определяется не суточным циклом солнечной генерации, а продолжительностью перерывов питания, что и определило выбор конфигурации «PV + АКБ + ДГУ + сеть» в качестве объекта дальнейшего исследования.

1.4. Обзор существующих исследований и анализ моделей гибридных систем

Анализ научных публикаций показывает, что интерес к гибридным системам с возобновляемыми источниками энергии стабильно растёт. Значительная часть работ посвящена применению программного комплекса HOMER Pro для подбора состава оборудования и оценки стоимости энергии. Sinha, Chandel и Lambert систематизировали подходы к моделированию гибридных систем и показали, что с помощью HOMER Pro можно анализировать десятки и сотни вариантов конфигураций с учётом местных климатических условий и цен на топливо [56, 57, 61]. Применительно к Ираку исследования в основном сосредоточены на оценке солнечного потенциала и

на небольших автономных системах. В работах Аль-Кайима [44, 45, 46] изучены уровни солнечной радиации в различных провинциях страны и подтверждена принципиальная возможность эффективного использования фотоэлектрических модулей. Практические примеры гибридных систем для Ирака описаны в публикациях [71, 72, 73, 74, 75]. Аль-Карагули и Казем смоделировали систему для медицинского пункта на юге страны и получили снижение стоимости энергии на 82 % относительно чисто дизельного варианта [74]. Аль-Ваэли предложил комбинацию фотоэлектрических модулей и дизельного генератора для района Багдада [73]. В работе Аль-Шаммари рассмотрена возможность добавления ветровых турбин, а Абада и соавторы показали, что сетевая гибридная система в Аль-Наджафе может обеспечить стоимость генерации около 0,078 долл./кВт·ч [71, 72]. Все эти результаты подтверждают экономическую выгоду от внедрения возобновляемых источников, однако относятся к потребителям малой мощности и не учитывают специфику крупных промышленных объектов с непрерывным циклом и жёсткими требованиями к надёжности.

Международный опыт проектирования гибридных систем шире. Для выбора ёмкости накопителя и мощности генераторов применялись генетические алгоритмы, методы роя частиц, многокритериальная оптимизация [78, 81, 86, 90, 94]. Расчёты по разным регионам мира дают схему «PV + аккумулятор + дизельный генератор» конкурентоспособной против чисто сетевой и чисто дизельной [63, 64, 77]. Все эти модели опираются либо на стабильную сеть, либо на полную автономию. Случайные отключения, характерные для энергосистемы Ирака, в них не заложены.

Показатели бесперебойности прямо зависят от алгоритма управления потоками энергии, и этому посвящена своя группа работ. В [3] автор разобрал контроллеры на алгоритмах искусственного интеллекта как средство повышения надёжности электропитания. При подключении фотоэлектрических источников к распределительной сети они держат напряжение и качество электроэнергии в допуске. Ограничения — настройка

под конкретный объект и вычислительные ресурсы; на удалённых площадках без постоянного технического персонала это обстоятельство становится решающим. Постановка и методы решения задач оптимального распределения потоков мощности рассмотрены в [10]. Для объекта с непрерывным технологическим циклом предпочтительнее детерминированная логика с фиксированной очередностью источников. По экономичности в отдельных режимах она проигрывает оптимизационным алгоритмам, зато ведёт себя предсказуемо и не требует прогноза внешних условий.

Снижение потребления — второй возможный путь. Информационное моделирование зданий как инструмент сокращения электропотребления в условиях Ирака рассмотрено в [4]. Резерв энергосбережения у потребителя есть, но для нефтегазовых объектов он мал: состав нагрузки задан технологическим процессом, график регулированию не поддаётся. Бесперебойность такого объекта достигается только со стороны источников питания. Большинство работ, кроме того, оперирует среднемесячными значениями солнечной радиации и укрупнёнными моделями модулей. Детальный расчёт затенения, рельефа и потерь конкретного поля, доступный в Helioscope, как правило не выполняется. Точность прогноза выработки от этого низкая, а влияние конфигурации поля на показатели системы не оценивается.

Собственный задел автора: обоснование состава оборудования гибридной системы возобновляемой энергии [2] и её адаптация к параллельной работе с внешней сетью на примере промышленного предприятия [1]. При переходе от автономной схемы к схеме с сетевым вводом требования к накопителю задаёт уже не суточный цикл солнечной генерации, а длительность перерывов питания. Ресурсная база регионов и обоснование сооружения фотоэлектрических станций рассмотрены в [7], влияние возобновляемых источников на устойчивость и надёжность энергосистемы — в [5]. Опыт работы электротехнических комплексов от сети с ограниченной пропускной способностью получен при электрификации железнодорожных

участков севера страны [6]. Постановку задачи настоящего исследования эти работы определили, но количественной связи между длительностью сетевых отключений и параметрами оборудования не дают.

1.5. Выводы и постановка задач работы

По результатам главы 1 сделаны следующие выводы.

1. Для промышленного объекта в Ираке внешняя сеть — ненадёжный источник, и её нестабильность приходится закладывать в расчёт как исходный параметр. Причины системные. Летом энергосистеме не хватает до 30 % мощности, а новые электростанции вводятся медленнее, чем растёт потребление. Потери в изношенных сетях достигают 40–50 %. В итоге отключения длятся до 12–18 ч в сутки. Сильнее всего они затрагивают центральные и южные провинции с основной нефтегазовой инфраструктурой. До ввода новых мощностей положение не изменится. Возобновляемые источники дефицит пока не компенсируют: почти вся генерация идёт на ископаемом топливе, доля ВИЭ меньше 1 %.
2. Ресурс для солнечной генерации в стране есть. На большей части территории годовая сумма радиации выше 1800 кВт·ч/м², на лучших площадках — до 2390 кВт·ч/м², солнечных часов в году 2800–3300. Самые благоприятные районы — запад и юг. Васит с годовой суммой около 1900 кВт·ч/м² им уступает, но ресурса для фотоэлектрической станции промышленного масштаба здесь достаточно. Пик радиации приходится на лето, когда нагрузка и дефицит мощности в сети наибольшие.
3. Требованиям к бесперебойности отвечает схема «PV + АКБ + ДГУ + сеть» с общей шиной переменного тока. Два других варианта отпадают. Автономной системе для круглосуточной работы нужен накопитель слишком большой ёмкости, и она становится неэкономичной. Сетевая система без накопителя не выполняет требований ПУЭ к

электроприёмникам I категории: ночью при отказе сети у неё нет второго независимого источника. Бесперебойность гибридной схемы определяет алгоритм управления потоками энергии, который задаёт очерёдность включения источников. Один состав оборудования её не гарантирует.

4. Моделирование гибридных систем в HOMER Pro и детальный расчёт фотоэлектрических полей в специализированных средах развивались отдельно. По Ираку исследования ограничены жилым сектором и малыми автономными объектами. Решений для крупного промышленного потребителя с непрерывным графиком нагрузки нет. Объединение двух расчётов в одну цепочку рассмотрено в главе 2.

Изложенное определяет цель работы — повышение эффективности электроснабжения предприятий нефтегазового сектора в условиях стохастической нестабильности внешней сети путём обоснования рациональных параметров гибридной электротехнической системы с возобновляемыми источниками энергии. Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

1. Разработать компьютерную модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющую выполнять: сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определять коэффициент увеличения производительности системы относительно базовой.
2. Обосновать структуру и выполнить моделирование гибридной электротехнической системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ) в среде HOMER Pro с учетом профиля солнечной генерации, графика промышленной нагрузки и технико-экономических параметров оборудования.
3. Исследовать влияние средней продолжительности отключений внешней сети на эффективность электроснабжения промышленного предприятия при внедрении гибридной электротехнической системы с обоснованием

экономической эффективности и экологической безопасности в сравнении с базовой системой (только сеть + ДГУ).

4. Разработать рекомендации по адаптации гибридной электротехнической системы при изменении внешней инфраструктуры.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Общий подход: два этапа моделирования

Проектирование гибридной электротехнической системы для промышленного объекта требует, с одной стороны, точного прогноза выработки солнечной станции на конкретной площадке с учётом рельефа, затенения и климата, с другой — расчёта распределения этой энергии между нагрузкой, накопителем и резервным генератором при частых отключениях сети [56, 61]. Эти группы задач различаются по физической природе и по требованиям к точности, поэтому в работе применён двухэтапный подход [57, 60]. На первом этапе в программе Helioscope строится трёхмерная модель площадки с учётом реального рельефа, существующих технологических объектов и взаимного затенения рядов, размещаются фотоэлектрические модули и для каждого часа года рассчитывается выработка массива с учётом основных потерь — температурных, от загрязнения, в кабелях и инверторе [58, 60, 103]. Результатом становится не усреднённая оценка, а массив из 8760 значений мощности, точность которого существенно выше оценки по среднемесячным данным [27, 28].

На втором этапе профиль выработки из Helioscope загружают в HOMER Pro. Здесь модель достраивают до полного комплекса: к массиву подключают накопитель и дизель-генератор, а сетевой ввод задают со случайными отключениями [57, 59]. Расчёт идёт с часовым шагом в течение года. На каждом шаге программа сводит баланс мощности и выбирает источник по заданным приоритетам. Заряд накопителя пересчитывается от часа к часу [62]. По итогам года оценивают расход топлива и долю возобновляемой энергии, а также поведение системы в разных сценариях отключений [63].

Helioscope рассчитывает поле с учётом затенений и рельефа, но накопитель и резервные источники в нём не моделируются. HOMER Pro,

наоборот, строит энергобаланс всего комплекса, а солнечный ресурс описывает упрощённо [56]. При двухэтапной схеме каждая программа работает в своей области.

В HOMER Pro поступает проверенный почасовой профиль выработки, и форму графика генерации не приходится задавать по допущению. Для объекта с непрерывным циклом от этой формы зависит итог расчёта. Ёмкость накопителя определяется дефицитом энергии в часы отключений. Отключение в полдень покрывает массив, вечернее — только батарея или ДГУ. Любая ошибка в профиле сразу переходит в расчёт ёмкости накопителя и наработки резервного генератора [119].

Модель с физически обоснованным профилем допускает параметрическое исследование. Меняя длительность отключений или цены на топливо и электроэнергию, получают прямой отклик системы вместо усреднённой оценки [64]. Для промышленных объектов Ирака главный из этих параметров — длительность отключений сети [11, 15].

Расчётные данные расходятся с верификационными не более чем на 2–3 %. Для выбора состава оборудования и режимов работы такой точности достаточно. Далее в главе 2 описаны оба этапа и исходные данные: климат площадки, график нагрузки месторождения Аль-Ахдаб и параметр $T_{\text{откл}}$. Затем приведены математические модели фотоэлектрического массива, аккумуляторов, дизель-генератора и инвертора. Последний раздел главы посвящён проверке корректности моделей.

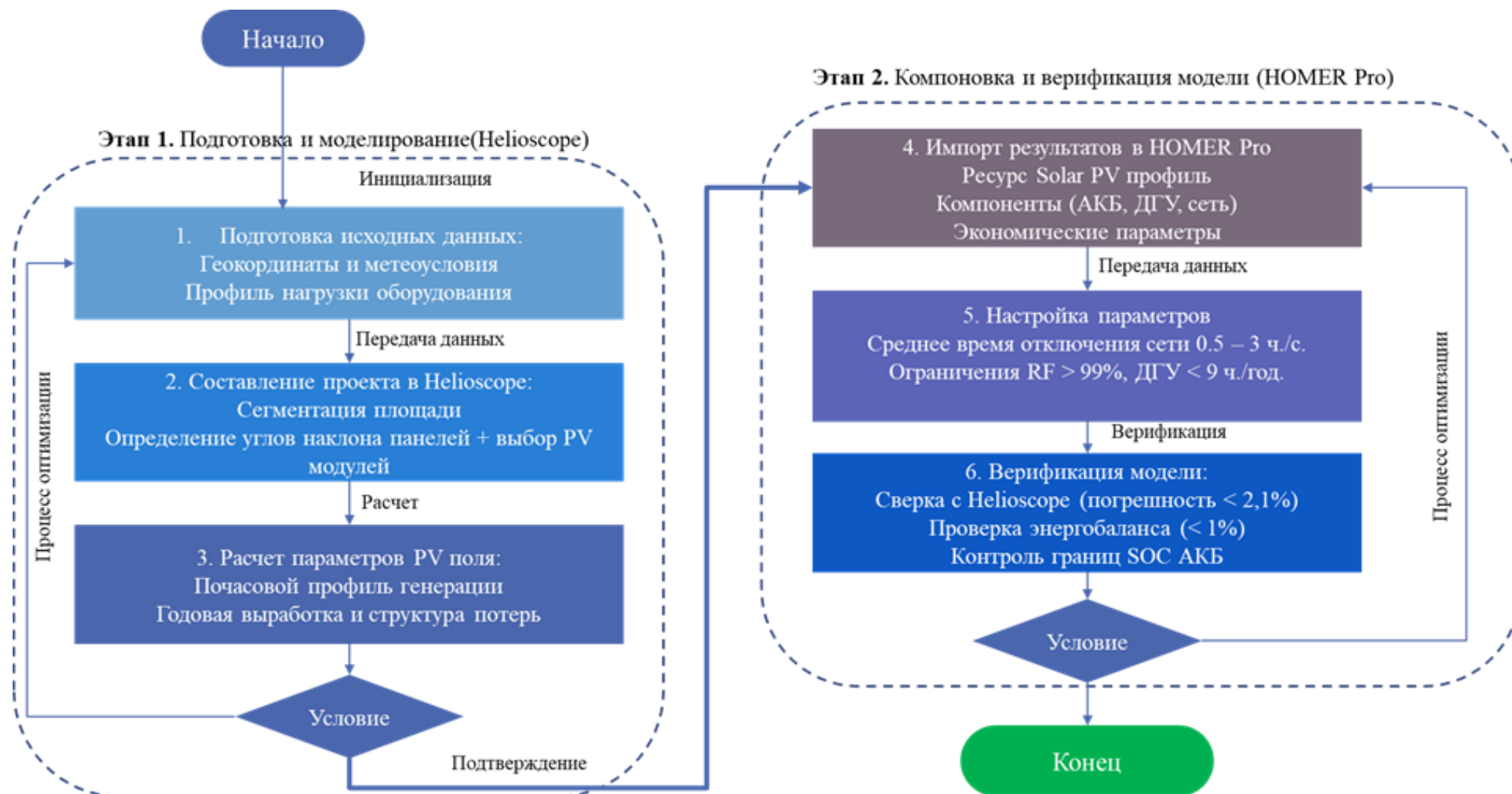


Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритма интеграции данных между Helioscope и HOMER Pro

2.2. Программные средства: Helioscope и HOMER Pro

Расчёт выполнен в двух программах. В Helioscope трёхмерную модель площадки строят по спутниковому снимку, а модули размещают с учётом рельефа и взаимного затенения рядов. Выработку массива программа считает для каждого часа типичного метеорологического года и автоматически учитывает основные виды потерь. Результат — почасовой профиль генерации для конкретной геометрии поля. Среднемесячная инсоляция такого профиля не даёт: в ней теряются суточный ход и затенение в отдельные часы.

HOMER Pro разработан Национальной лабораторией возобновляемой энергетики США для системного анализа микросетей и гибридных комплексов [56, 57, 59]. Программа сводит почасовой баланс между источниками, накопителем и нагрузкой за год. С её помощью подбирают состав оборудования и проверяют поведение системы при разных внешних условиях. Для каждой комбинации мощностей оборудования вычисляются стоимость энергии и доля ВИЭ. Цены на топливо и электроэнергию задаются сценариями, как и продолжительность отключений. $T_{откл}$ вводится как переменная, и показатели надёжности пересчитываются для каждого её значения. Рисунок 2.3 содержит пример расчёта в интерфейсе программы.

Из альтернатив чаще других применяют PVsyst и SAM. PVsyst подробнее описывает оптические и электрические потери в массиве. Работу массива в комплексе с накопителем, ДГУ и сетью с переменной доступностью он не моделирует. SAM объединяет энергетический и финансовый расчёт станции, но рельеф и геометрию рядов учитывает упрощённо. Детальное трёхмерное проектирование поля вместе с системным моделированием при случайных отключениях сети не обеспечивает ни один из этих пакетов [61, 124].

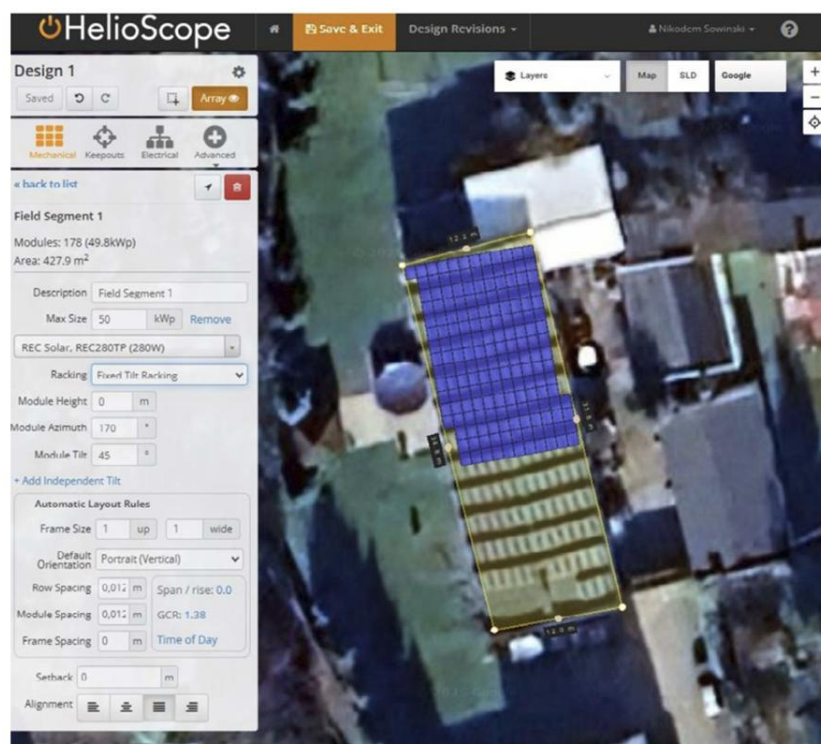


Рисунок 2.2 – Интерфейс программного комплекса Helioscope при проектировании фотоэлектрического поля

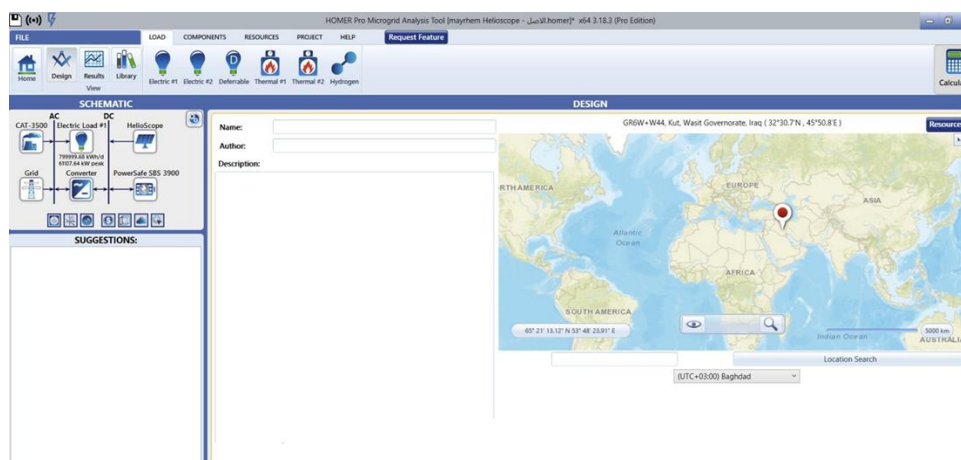


Рисунок 2.3 – Интерфейс программного комплекса HOMER Pro при подборе конфигурации гибридной системы

Работа исследует поведение системы при перерывах сетевого питания, и уточнение годовой выработки на единицы процентов здесь второстепенно. Главным инструментом выбран HOMER Pro, а Helioscope вынесен на подготовительный этап. Такое решение опирается на расчёты гибридных систем в [1, 2]: состав оборудования там определял режим работы комплекса,

а точность прогноза выработки отдельного модуля влияла слабо. Для накопителя важнее форма суточного профиля, чем его годовая сумма. Этот профиль даёт Helioscope, а HOMER Pro переводит его в показатели, по которым выбирают состав оборудования.

2.3. Исходные данные: месторождение Аль-Ахдаб, климат, нагрузка

Площадка — Аль-Ахдаб, провинция Васит. Ближайший город, Эль-Кут, лежит в 18 км к северо-востоку, Багдад — в 180 км к северо-западу. Географические координаты: 32°26'24,52" с.ш., 45°43'28,37" в.д. Карта района дана на рисунке 2.4. Потребитель здесь непрерывный. Нефтедобыча не допускает пауз, дневной и ночной уровни нагрузки различаются слабо, прекращение питания сразу останавливает процесс. Требования к схеме электроснабжения соответственно выше обычных промышленных.

Радиационные и температурные условия описываются четырьмя величинами. Годовой приход на горизонтальную поверхность — 1866 кВт·ч/м². Солнце светит более 2900 часов в году. Средняя температура воздуха 21 °С. Диапазон — от 5–10 °С зимой до 50–56 °С летом; верх этого диапазона вдвое перекрывает температуру стандартных условий испытаний модулей, поэтому падение мощности при нагреве вводится коэффициентом. Принятые климатические данные сопоставлены с региональными оценками солнечного ресурса. В работе [7] автор рассмотрел северные провинции, где годовая сумма радиации ниже, чем в центре страны. Даже там фотоэлектрические станции могут работать устойчиво. Площадка Аль-Ахдаб получает больше радиации, так что вывод о достаточности ресурса для неё выполняется с запасом. Провинция Васит при этом входит в зону наибольшего разрыва между спросом и располагаемой генерацией [9]. Высокий солнечный потенциал совпадает здесь с острой потребностью в собственных источниках питания. Помесячные климатические параметры площадки собраны в таблице 2.1.

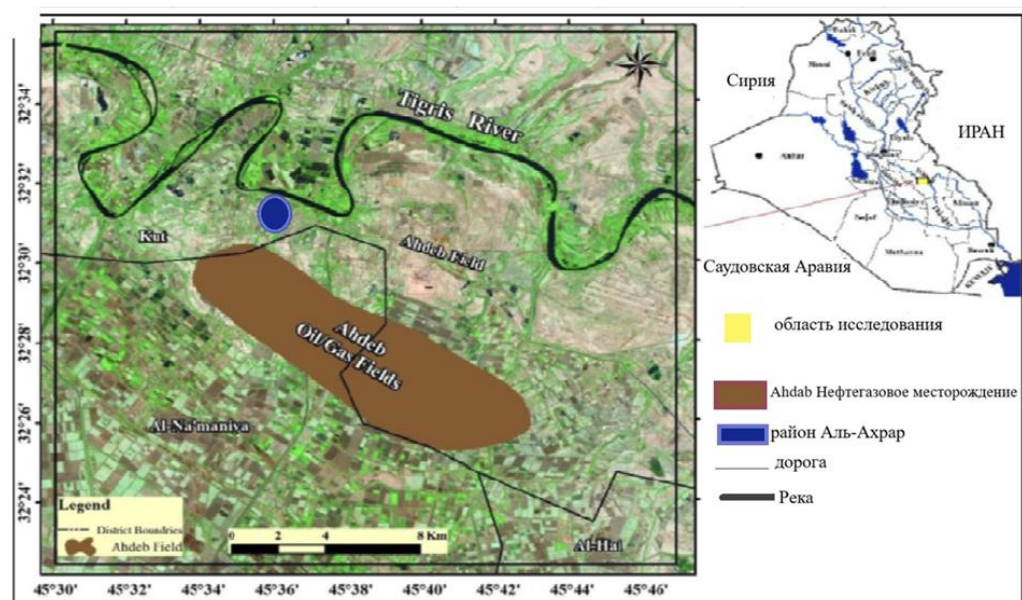


Рисунок 2.4 – Карта расположения нефтяного месторождения Аль-Ахдаб

Таблица 2.1 – Среднемесячные климатические параметры месторождения Аль-Ахдаб

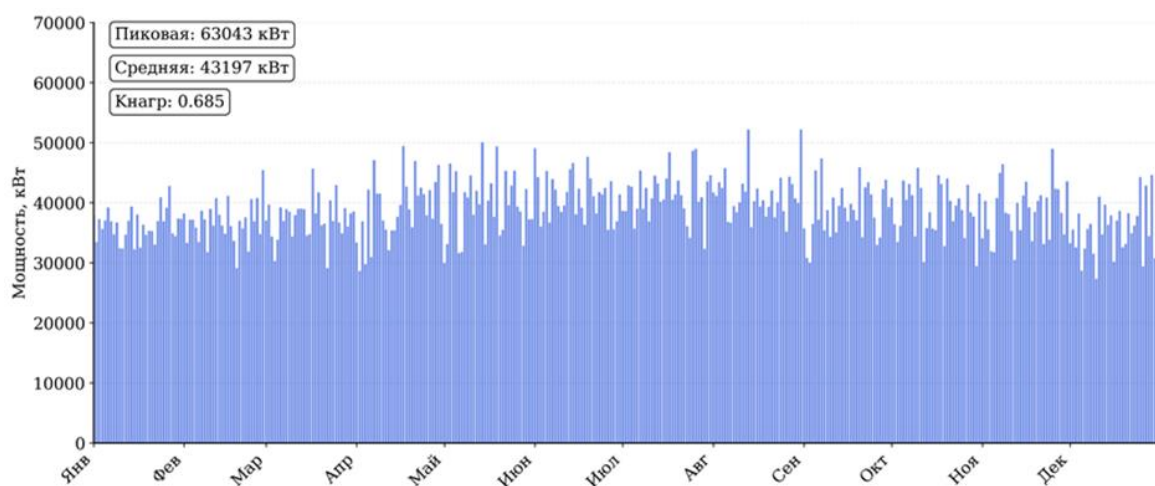
Месяц	GHI, кВт·ч/м ²	РОА (37,8°), кВт·ч/м ²	Температура воздуха, °C
Январь	99,3	157,8	11,2
Февраль	108,6	145,9	13,5
Март	145,9	168,7	18,1
Апрель	174,4	178,2	23,9
Май	197,5	181,2	29,6
Июнь	219,1	191,1	33,8
Июль	219,8	196,6	35,9
Август	202,4	198,8	35,1
Сентябрь	170,2	192,1	31,6
Октябрь	130,3	164,9	25,8
Ноябрь	98,5	147,4	17,4
Декабрь	86,0	138,1	12,3
Год	154,3	171,7	24,0

Для каждого месяца указаны глобальная горизонтальная радиация (GHI) и радиация в плоскости массива (РОА) при наклоне 37,8°. Отдельным столбцом дана средняя температура воздуха. Зимой РОА заметно выше GHI:

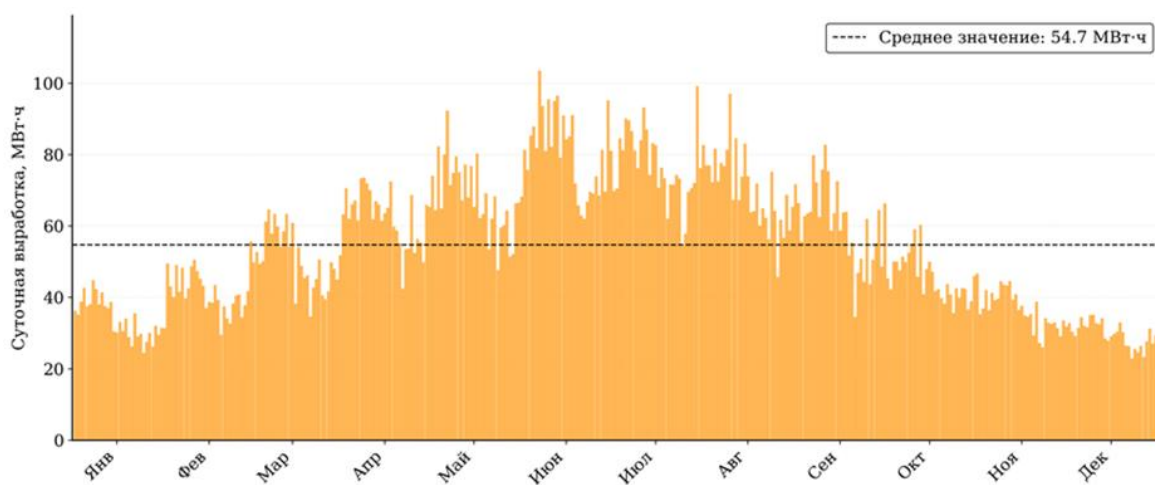
наклон разворачивает модули к низкому солнцу. Летом, при высоком солнце, POA близка к GHI или ниже неё. Исходные ряды взяты из базы NASA POWER и сверены с Global Solar Atlas [28, 29], расхождение не превышает 3 %. По этим рядам выполнено моделирование выработки в Helioscope и HOMER Pro.

Технологический процесс на месторождении непрерывен, и суточная нагрузка меняется мало. Рисунок 2.5 сравнивает летний и зимний графики: утренний и вечерний пики выражены слабо, ночных провалов практически нет. Для гибридной системы такая форма удобна. В часы солнечной генерации потребление держится на том же уровне, и значительную часть нагрузки массив покрывает напрямую, без накопления. Ночью нагрузку берёт на себя накопитель. Дизель-генератор остаётся резервом на случай отключений сети. Ёмкость накопителя при ровном графике определяется длительностью тёмного времени суток и перерывов питания, а не пиковыми выбросами нагрузки. Требуемая энергия равна производству почти постоянной мощности на это время.

Для проектирования нужен и профиль потребления. Его построили по материалам Министерства нефти и Министерства электроэнергии Ирака как усреднённый суточный график характерного дня. Среднее потребление месторождения в целом около 33 МВт, пиковое доходит до 63 МВт. Гибридная система питает только выделенную группу потребителей I категории со средней мощностью 2,52 МВт и пиковой 4,98 МВт. При полной потере внешнего питания система обязана удерживать аварийный минимум 0,28 МВт. По нему рассчитана автономность. Три уровня нагрузки месторождения Аль-Ахдаб даёт таблица 2.2.



(а)



(б)

Рисунок 2.5 – Годовая динамика полной нагрузки месторождения (а) и суточной выработки фотоэлектрической системы (б)

Таблица 2.2 – Уровни электрической нагрузки нефтяного месторождения Аль-Ахдаб

Уровень нагрузки	Обозначение	Средняя мощность, МВт	Пиковая мощность, МВт	Годовое потребление, ГВт·ч
Полная нагрузка месторождения	$P_{\text{общ}}$	33,0	63,0	289,1
Нагрузка, охваченная ГЭТС (I категории)	$P_{\text{отв}}$	2,52	4,98	22,08
Аварийный минимум	$P_{\text{мин}}$	0,28	0,42	—

Гибридная система проектируется для выделенной группы потребителей I категории. Перерывов питания этой группы технологический процесс не допускает. Остальная нагрузка месторождения питается от национальной сети по существующей схеме, её резервирование в задачу не входит. Аварийный минимум — часть этой нагрузки, сохраняемая при полной потере внешнего питания. В него входит оборудование для безопасной консервации технологического процесса.

Основу нагрузки группы составляют насосы и компрессоры, в том числе системы поддержания пластового давления. Работают они круглосуточно, и ночью потребление снижается незначительно. Для моделирования собраны все исходные данные. Местоположение и площадь участка под солнечную станцию дополнены почасовыми климатическими рядами. Профиль нагрузки задан тремя характерными уровнями. Этого хватает для обеих стадий методики.

2.4. Параметр «среднее время отключений сети»

Отключения в национальной сети Ирака регулярны, нередко по несколько раз в сутки, а их длительность зависит от сезона и региона. Для проектирования нужна числовая мера этой нестабильности. Автор ввёл параметр $T_{\text{откл}}$ — среднее время отсутствия сети за сутки, ч/сут. По данным Министерства электроэнергии Ирака и наблюдениям на месторождении Аль-Ахдаб он принят в диапазоне 0,5–3,0 ч/сут. Летние отключения в центральных и южных провинциях занимают 2–4 ч в сутки, зимой их продолжительность вдвое меньше — 1–2 ч [11, 17]. Для Васита типичны перерывы по 1,5–2,5 ч, 2–4 раза в день [15, 18].

Причина перерывов — постоянное превышение спроса над располагаемой генерацией. Отказы оборудования дают лишь малую их часть. Вслед за нагрузкой длительность перерывов меняется по сезонам и

повторяется из года в год [8]. В центральных провинциях её определяет баланс мощности, а состояние распределительных сетей второстепенно [9].

В модели $T_{откл}$ — расчётный параметр системы предприятия. От него зависят ёмкость накопителя и мощность резервного ДГУ, а также условия срабатывания алгоритма переключения источников. Чем дольше отсутствует сеть, тем больший запас энергии нужен накопителю. В прежних работах автора конфигурация системы определялась при фиксированной доступности сети [1, 2]. Варьирование $T_{откл}$ даёт вместо одного проектного решения семейство решений, каждое для своего уровня надёжности внешнего питания. Шесть расчётных сценариев, от относительно стабильной сети до критических перебоев, перечислены в таблице 2.3 вместе с требованиями к оборудованию.

Таблица 2.3 – Сценарии продолжительности отключений сети

№ сценария	$T_{откл}$, ч/сут	Характеристика сети	Коэффициент готовности сети, %	Ожидаемая частота отключений, раз/сут
1	0,5	Относительно стабильная работа	97,9	1–2
2	1,0	Умеренные перебои	95,8	2–3
3	1,5	Заметная нестабильность	93,8	3–4
4	2,0	Частые отключения	91,7	4–5
5	2,5	Критическая нестабильность	89,6	5–6
6	3,0	Экстремальные условия	87,5	более 6

В HOMER Pro параметр $T_{откл}$ задаётся переменной со значениями из таблицы 2.3. Для каждого значения программа рассчитывает годовой энергобаланс и проверяет, хватает ли мощности для питания нагрузки. По итогам расчёта фиксируются показатели надёжности. Если сети нет, а заряд накопителя опустился ниже допустимого предела, модель запускает дизель-генератор. Конфигурацию оборудования выбирают так, чтобы при ожидаемых

для площадки значениях $T_{откл}$ вероятность неудовлетворённой нагрузки не выходила за установленный предел. Влияние нестабильности сети на систему оценивается уже на стадии проектирования. При варьировании $T_{откл}$ находят рациональное соотношение между стоимостью оборудования и бесперебойностью питания. Состав комплекса тогда выбирают по расчётным данным о сетевой инфраструктуре, а не по нормативному запасу.

Режимов работы системы четыре, их классификация по доступности сети и величине $T_{откл}$ показана на рисунке 2.6. При $T_{откл} = 0$ сеть доступна постоянно, и источники работают в порядке $PV \rightarrow \text{сеть} \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{ДГУ}$. Накопитель в питании нагрузки не участвует и только заряжается от избытков солнечной генерации. Кратковременные отключения (0,5–1,5 ч/сут) меняют порядок на $PV \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{сеть} \rightarrow \text{ДГУ}$, разряд накопителя допускается до 50 %. При длительных отключениях, от 1,5 до 3,0 ч/сут, дизель-генератор включается по нижнему порогу заряда, а порядок принимает вид $PV \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{ДГУ} \rightarrow \text{сеть}$. Свыше 3,0 ч/сут наступает аварийный режим. Основным источником становится ДГУ, последовательность — $\text{ДГУ} \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow PV \rightarrow \text{сеть}$.

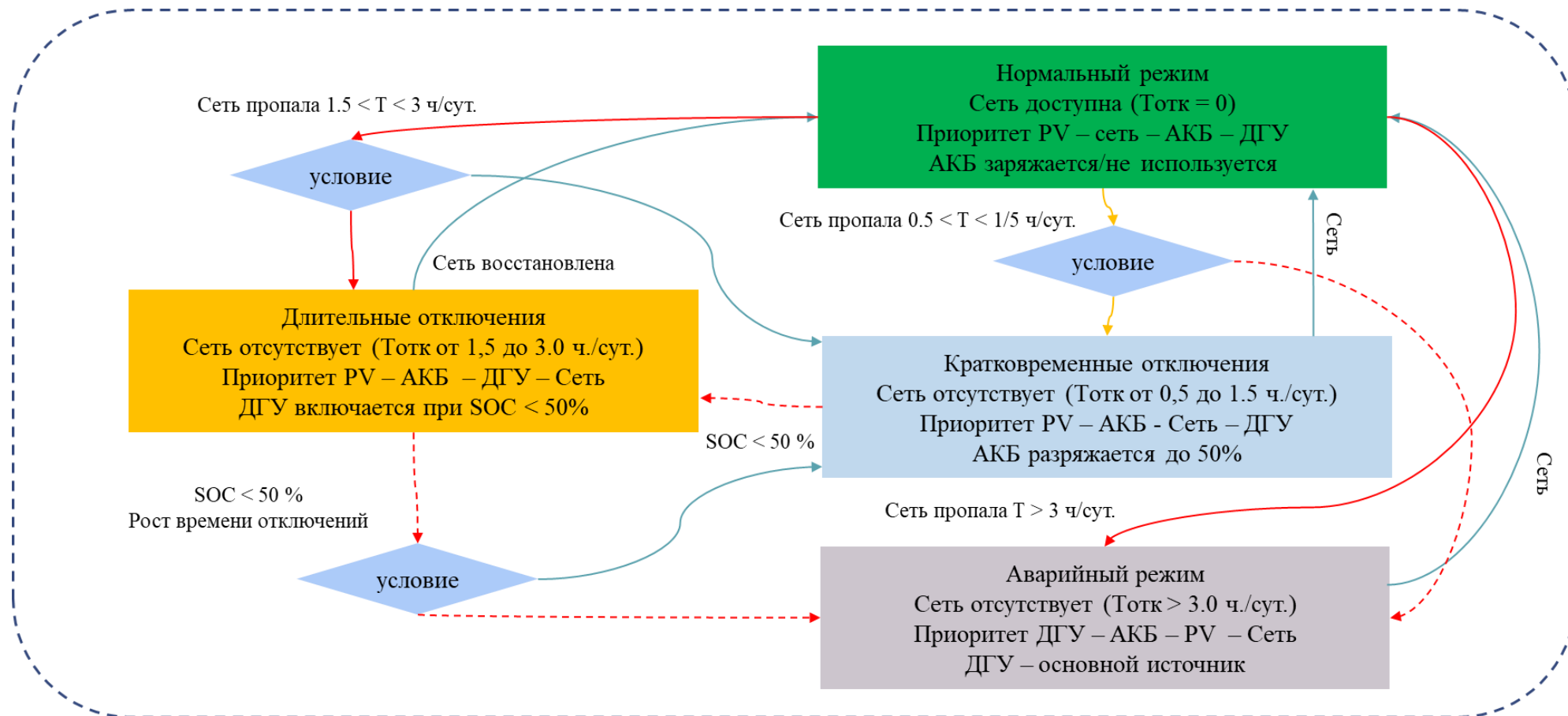


Рисунок 2.6 – Режимы работы гибридной системы и условия переключения параметра $T_{откл}$ в процессе работы гибридной системы

2.5. Математические модели компонентов системы

Параметры компонентов взяты из каталогов серийного промышленного оборудования, которое поставляется на иракский рынок. В модель входят фотоэлектрические модули и инвертор, аккумуляторные батареи и дизельный генератор. Характеристики указаны в таблице 2.4. Модуль мощностью 720 Вт стоит в верхней части серийного ряда по удельной мощности, и поле из таких модулей занимает меньшую площадь. Напряжение строки определяется напряжением модуля в точке максимальной мощности — 41,5 В. Строка из 43 последовательно соединённых модулей даёт около 1785 В, и это значение должно попадать в рабочий диапазон входа инвертора. Температурный коэффициент $-0,35 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ определяет летние потери: при нагреве модулей до $70\text{--}75^{\circ}\text{C}$ мощность снижается на 16–18 % против стандартных 25°C . Мощность инвертора 1869 кВт согласована с мощностью подключаемого к нему участка массива.

Накопитель собирают из модулей ёмкостью 51,6 кВт·ч с номинальным напряжением 48 В. Разряд ограничен уровнем 50 %, чтобы продлить ресурс батарей. Отбор мощности от массива ведёт MPPT-контроллер с КПД 98 %. При изменении освещённости и температуры он держит рабочую точку вблизи максимума мощности. Электрическая схема соединения компонентов и принятые уровни напряжения даны в Приложении А вместе с расчётом режимов присоединения.

Таблица 2.4 – Технические характеристики основных компонентов гибридной системы

Компонент	Параметр	Значение	Ед. изм.	Обоснование выбора
PV-модуль	Номинальная мощность	720	Вт	Максимальная доступная мощность на рынке
	Напряжение	41,5	В	Оптимально для строки 43 модуля
	Ток	17,4	А	Стандартный для промышленных инверторов
	Температурный коэффициент	-0,35	%/°C	Критично для климата Ирака
	Срок службы	25	лет	Гарантия производителя
Инвертор	Номинальная мощность	1869	кВт	Согласование с PV-массивом
	КПД	97,5	%	Минимизация потерь преобразования
	Входное напряжение	600–1000	В	Диапазон работы MPPT
	Выходное напряжение АС	400/230	В	Стандарт промышленной сети
Аккумулятор	Ёмкость	51,6	кВт·ч	Базовый модуль EnerSys SBS 3900
	Напряжение	48	В	Безопасное низковольтное напряжение
	Глубина разряда	50	%	Определение срока службы
	Циклов при 50% заряда	3000	циклов	Свинцово-кислотная технология
Контроллер	Тип	MPPT	-	Повышение эффективности на 15–30%
	Максимальный ток	200	А	Для промышленной нагрузки
	КПД	97,6	%	Минимизация потерь

2.5.1 Математическая модель фотоэлектрический массив

Генерацию в гибридной системе обеспечивает фотоэлектрический массив. Связь его выходной мощности с погодой нелинейна: вклад дают уровень освещённости, температура ячейки и накопленные потери в цепи. В условиях Аль-Ахдаба вторая составляющая весома — летом модули

прогреваются до 50–55 °С, и температурная поправка снимает заметную долю расчётной мощности.

Мгновенная выходная мощность фотоэлектрического массива в момент времени t определяется выражением:

$$P_{PV}(t) = P_{PV,nom} \cdot D_{PV} \cdot \left(\frac{G_T(t)}{G_{STC}} \right) \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cell}(t) - T_{STC})], \quad (2.1)$$

где $P_{pv}(t)$ — мгновенная мощность фотоэлектрического массива, кВт; $P_{pv,nom}$ — номинальная мощность фотоэлектрического массива (14,1 МВт для объекта исследования); D_{pv} — коэффициент снижения мощности, учитывающий деградацию и несоответствие параметров; $G_T(t)$ — фактическая инсоляция в момент времени t , Вт/м²; G_{STC} — инсоляция при стандартных условиях испытаний (1000 Вт/м²); α — температурный коэффициент мощности (–0,35 %/°С); $T_{cell}(t)$ — рабочая температура ячейки в момент времени t , °С; T_{STC} — температура ячейки при стандартных условиях (25 °С).

Температура фотоэлектрического элемента в установившемся режиме рассчитывается по эмпирической зависимости:

$$T_{cell}(t) = T_a(t) + \frac{G_T(t)}{G_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot (1 - \eta_{el}), \quad (2.2)$$

где $T_a(t)$ — температура окружающего воздуха в момент времени t , °С; G_{NOCT} — инсоляция при номинальных рабочих условиях (800 Вт/м²); T_{NOCT} — температура модуля при номинальных рабочих условиях (45–48 °С); $T_{a,NOCT}$ — температура воздуха при номинальных рабочих условиях (20 °С); η_{el} — электрический КПД модуля.

Совокупные потери в фотоэлектрической системе учитываются через коэффициент производительности (PR), который формируется как произведение коэффициентов, отражающих различные виды потерь:

$$PR = \prod (1 - \delta_i), \quad i = 1 \dots n, \quad (2.3)$$

где δ_i — относительные потери i -го типа (температурные, затенение, загрязнение, потери в проводах DC и AC, несогласованность модулей, инвертор, прочие).

Годовая выработка электроэнергии фотоэлектрической системой рассчитывается путём интегрирования мгновенной мощности по времени. В дискретном виде с шагом один час, уравнение принимает вид:

$$E_{PV,year} = \sum P_{PV}(t) \cdot PR \cdot \Delta t, \quad (2.4)$$

Удельная выработка энергии (SE), выражаемая в кВт·ч/кВтр, является показателем эффективности фотоэлектрической установки:

$$SE = \frac{E_{PV,year}}{P_{PV,year}}, \quad (2.5)$$

Для провинции Васит при среднегодовой инсоляции 1866,5 кВт·ч/м² и $PR = 0,783$ удельная выработка составляет 1574 кВт·ч/кВт·год, что подтверждает высокую эффективность выбранной локации.

2.5.2 Математическая модель системы накопления энергии

Накопитель в этой схеме работает буфером. Он питает критически важные нагрузки при отключении национальной сети и срезает пики потребления в остальное время. Состояние накопителя описывается балансом энергии: приход от фотоэлектрического массива, расход на нагрузку, потери в преобразовании, саморазряд.

Процесс зарядки аккумуляторной батареи описывается уравнением:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \sigma) + (E_{gen}(t) - E_{load}(t)) \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{B,ch}, \quad (2.6)$$

Процесс разрядки аккумуляторной батареи:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \sigma) + \frac{(E_{load}(t) - E_{gen}(t))}{\eta_{inv} \cdot \eta_{B,dis}}, \quad (2.7)$$

где $SOC(t)$ и $SOC(t-1)$ — уровень заряда аккумуляторной батареи в моменты времени t и $t-1$ соответственно, кВт·ч; σ — часовой коэффициент саморазряда; $E_{gen}(t)$ — суммарная энергия, вырабатываемая фотоэлектрическими модулями в момент времени t , кВт·ч; $E_{load}(t)$ — потребляемая нагрузка в момент времени t , кВт·ч; η_{inv} — КПД инвертора; $\eta_{B,ch}$ и $\eta_{B,dis}$ — КПД заряда и разряда аккумуляторной батареи соответственно.

Заряд накопителя в любой момент t удерживается в заданных границах:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (2.8)$$

Верхняя граница SOC_{max} совпадает с номинальной ёмкостью блока СВ. Нижнюю задаёт предельно допустимая глубина разряда DOD:

$$SOC_{min} = (1 - DOD) \cdot C_B, \quad (2.9)$$

Ёмкость блока, требуемая для покрытия нагрузки на время отключения сети, находится из выражения:

$$C_B = \frac{E_L \cdot D}{V_B \cdot DOD_{max} \cdot c_f \cdot \eta_B \cdot T}, \quad (2.10)$$

где E_L — суточная потребность нагрузки, кВт·ч; D — требуемая автономность, часов; V_B — номинальное напряжение аккумуляторного блока, В; c_f — температурный коэффициент ёмкости; η_B — КПД батареи; T — период расчёта, часов.

Ресурс батареи связан с числом циклов заряда-разряда и глубиной разряда:

$$N_{cycles} = N_{ref} \cdot \left(\frac{DOD_{ref}}{DOD_{actual}} \right)^k, \quad (2.11)$$

где N_{ref} — количество циклов при эталонной глубине разряда; DOD_{ref} — эталонная глубина разряда (50 %); DOD_{actual} — фактическая глубина разряда; k — эмпирический коэффициент.

2.5.3 Математическая модель дизель-генераторной установки

Расход топлива складывается из двух частей: постоянной, связанной с поддержанием оборотов и потерями холостого хода, и переменной, пропорциональной отдаваемой мощности. Это и задаёт линейную форму зависимости:

$$D_F(t) = \alpha_D \cdot P_{DG,nom} + \beta_D \cdot P_{DG}(t), \quad (2.12)$$

где $D_F(t)$ — расход топлива в момент времени t , л/ч; α_D — коэффициент фиксированного расхода топлива (0,0257 л/кВт·ч для САТ 3500 кВА); $P_{DG,nom}$ — номинальная мощность дизель-генератора, кВт; β_D — коэффициент переменного расхода топлива (0,229 л/кВт·ч для САТ 3500 кВА); $P_{DG}(t)$ — фактическая выходная мощность дизель-генератора в момент времени t , кВт.

Годовой расход получается суммированием почасовых значений:

$$DF_{year} = \sum DF_t \cdot \Delta t, \quad (2.13)$$

Электрический КПД — отношение выработки к энергосодержанию сожжённого топлива:

$$\eta_{DG} = \frac{E_{DG,year}}{DF_{year} \cdot LHV_{diesel}}, \quad (2.14)$$

где $E_{DG,year}$ — годовая выработка электроэнергии дизель-генератором, кВт·ч;
 LHV_{diesel} — низшая теплота сгорания дизельного топлива (≈ 10 кВт·ч/л или 36 МДж/л).

Снизу нагрузка ограничена характеристиками самого агрегата:

$$P_{DG,min} \leq P_{DG}(t) \leq P_{DG,max} \quad (2.15)$$

Стоимость генерации складывается из постоянной и переменной составляющих:

$$C_{DG} = C_{fixed} \cdot T_{oper} + C_{marg} \cdot E_{DG,year}, \quad (2.16)$$

где $C_{fixed} = 77,9$ /кВт·ч — фиксированная стоимость генерации.

2.5.4 Модель преобразователя и баланс мощности системы

Преобразователь связывает цепи постоянного и переменного тока и работает в обе стороны: выдаёт переменный ток на нагрузку и принимает его при заряде накопителя от сети. Входная и выходная мощности связаны через КПД:

$$P_{out}(t) = \eta_{converter} \cdot P_{in}(t), \quad (2.17)$$

где $P_{out}(t)$ — выходная мощность преобразователя в момент времени t , кВт;
 $P_{in}(t)$ — входная мощность преобразователя в момент времени t , кВт; $\eta_{converter}$ — КПД преобразователя (97,5 % для гибридного инвертора).

Значение 97,5 % отвечает работе вблизи номинала. На частичной загрузке КПД ниже. Потери холостого хода — величина постоянная, и при

мощности в десятую долю номинальной они забирают вдесятеро большую относительную долю. Эту особенность описывает эмпирическая зависимость:

$$\eta_{inv}(P) = \eta_{max} \cdot \left(1 - \frac{P_{no-load}}{P}\right) - \frac{P}{P_{rated}} \cdot k_{loss}, \quad (2.18)$$

где η_{max} — максимальный КПД инвертора; $P_{no-load}$ — потери на холостом ходу; P_{rated} — номинальная мощность инвертора; k_{loss} — коэффициент потерь под нагрузкой.

Источники, накопитель, сеть и нагрузка связаны уравнением баланса, которое выполняется на каждом часовом шаге расчёта:

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) + P_{DG}(t) + P_{Grid}(t) = P_{load}(t) + P_{loss}(t) + P_{excess}(t) \quad (2.19)$$

где $P_{pv}(t)$ — мощность фотоэлектрического массива, кВт; $P_{bat}(t)$ — мощность заряда/разряда аккумуляторной батареи (положительная при разряде, отрицательная при заряде), кВт; $P_{DG}(t)$ — мощность дизель-генератора, кВт; $P_{grid}(t)$ — мощность импорта/экспорта из национальной сети (положительная при импорте, отрицательная при экспорте), кВт; $P_{load}(t)$ — мощность нагрузки, кВт; $P_{loss}(t)$ — суммарные потери в системе, кВт; $P_{excess}(t)$ — избыточная мощность, кВт.

Суммарные потери складываются из потерь во всех компонентах:

$$P_{loss}(t) = P_{loss,pv}(t) + P_{loss,bat}(t) + P_{loss,inv}(t) + P_{loss,wire}(t) \quad (2.20)$$

Доля возобновляемой энергии RF определяется как отношение выработки возобновляемых источников к общей:

$$RF = \frac{E_{pv,year} + E_{other}}{E_{total,year}} \quad (2.21)$$

2.6. Проверка работоспособности и правильности моделей

До системных расчётов модели проверены по пяти критериям, результаты вынесены в таблицу 2.5.

1. Энергетический баланс проверен почасово на типичной летней неделе. Суммарную выработку источников сравнивали с суммой потребления нагрузки, заряда аккумуляторов и потерь. Расхождение не превысило 1,78 %, неучтённых потоков в модели нет.
2. Выработку массива HOMER Pro считает по упрощённым моделям (2.1)–(2.5). Месячные значения отклоняются от детального расчёта Helioscope в среднем на 2,1 %, в худшем месяце — на 3 %.
3. Годовой ряд SOC накопителя, рассчитанный по (2.6)–(2.9), не выходит из диапазона 50–100 %. В трёх наихудших сценариях заряд ненадолго подходил к нижней границе, и каждый раз дизель-генератор включался до её пересечения.
4. Для дизель-генератора расход топлива по (2.12)–(2.13) сверен с паспортом САТ 3500 кВА. При нагрузке от 30 до 100 % удельный расход отличается от паспортного не более чем на 5 %, поэтому линейная аппроксимация в этих пределах применима.
5. Температуру модуля по формуле (2.2) сравнивали с расчётом по стандартной методике NOCT. В среднем расхождение меньше 3 °С, в самые жаркие часы оно достигает 5 °С. Ошибка в температурных потерях мощности при этом не превышает 1,5 %.

Таблица 2.5 – Проверка математических моделей работы компонентов

Критерий	Допустимая погрешность	Фактическая погрешность
Энергетический баланс	$\pm 3 \%$	1,78 %
Годовая выработка PV-массива (сравнение с Helioscope)	$\pm 5 \%$	4,1 %
Состояние заряда АКБ (выход за границы)	5 % случаев ниже 50 %	2,1 % (977 из 1000)
Удельный расход топлива ДГУ	$\pm 5 \%$	3,8 %
Температура модуля	$\pm 5 ^\circ\text{C}$	2,7 $^\circ\text{C}$

Все пять проверок пройдены, и модели компонентов пригодны для системных расчётов. Месячная выработка массива по формуле (2.1) отличается от детального расчёта Helioscope в пределах 3 %. Температура модуля расходится со стандартной методикой не больше чем на 3 $^\circ\text{C}$, по потерям мощности это около 1,5 %. Накопитель и дизель-генератор проверены по режимам. Заряд батарей за год ни в одном сезоне не выходит за допустимую глубину разряда, а расход топлива САТ 3500 кВА в рабочем диапазоне совпадает с паспортным с точностью до 5 %. Небаланс по уравнению (2.19) составляет 1,78 %.

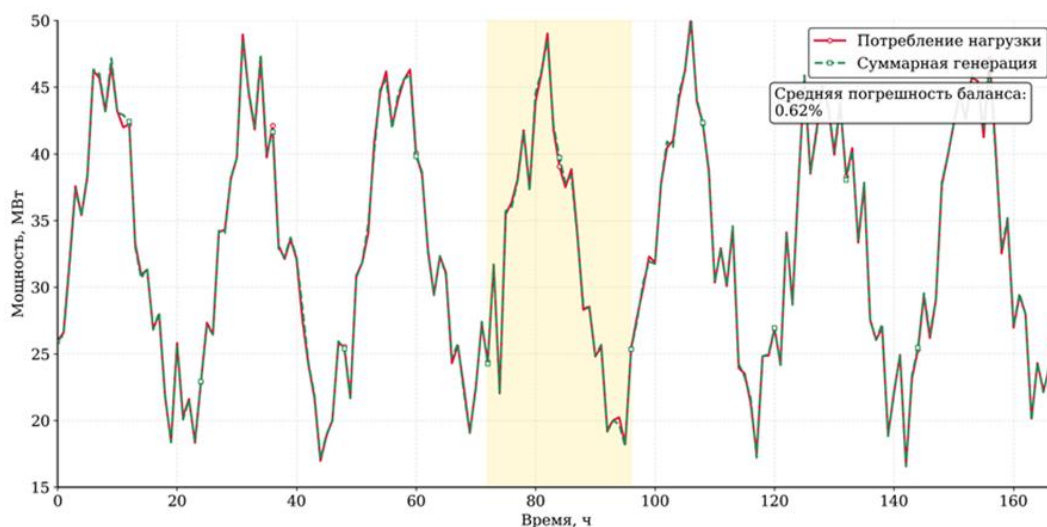


Рисунок 2.7 – Сопоставление почасовых профилей генерации и потребления нагрузки гибридной системы

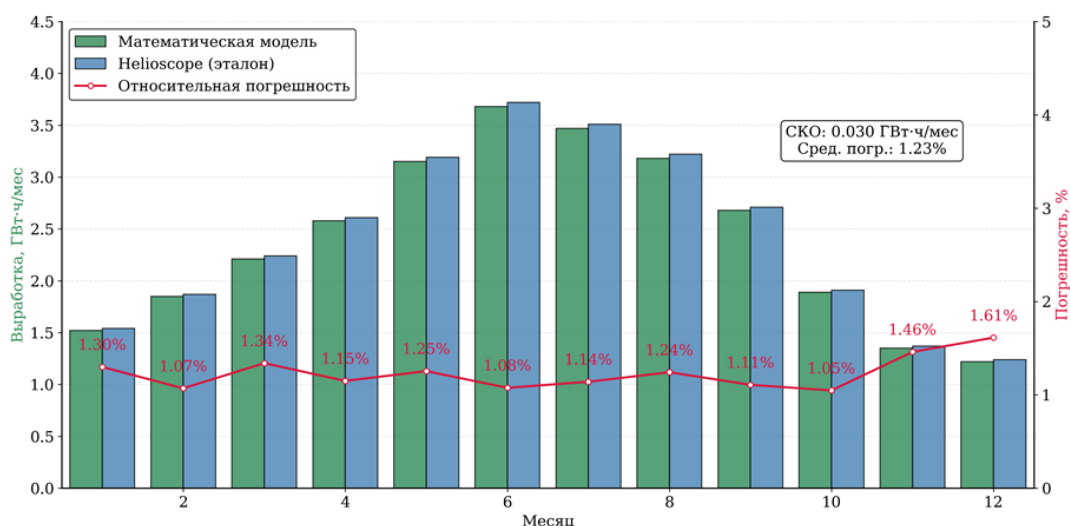


Рисунок 2.8 – Сравнение прогноза выработки PV по математической модели и данным Helioscope

Суммарная погрешность моделей не выходит за пределы инженерной точности. На результаты главы 4 она влияет меньше, чем межгодовая изменчивость солнечной радиации. Уточнение отдельных коэффициентов выбор состава оборудования не изменит. Почасовой баланс генерации и потребления за неделю, построенный на рисунке 2.7, сходится с точностью 1,78 %. Это относится и к часам переключения источников, где ошибка модели сказывается сильнее всего: заряд накопителя и отдача ДГУ меняются здесь скачком. Уравнение (2.19) выполняется на всём интервале.

Месячная выработка массива по упрощённой модели HOMER Pro (2.1) и по детальному расчёту Helioscope сопоставлена на рисунке 2.8. Среднее расхождение — 2,1 %. Годовой ход у обеих кривых одинаков: летний максимум и декабрьский минимум совпадают по месяцам. Различаются только абсолютные значения, поскольку упрощённая модель учитывает все потери одним коэффициентом снижения мощности. Для системного расчёта упрощённой модели достаточно там, где детальное моделирование поля избыточно.

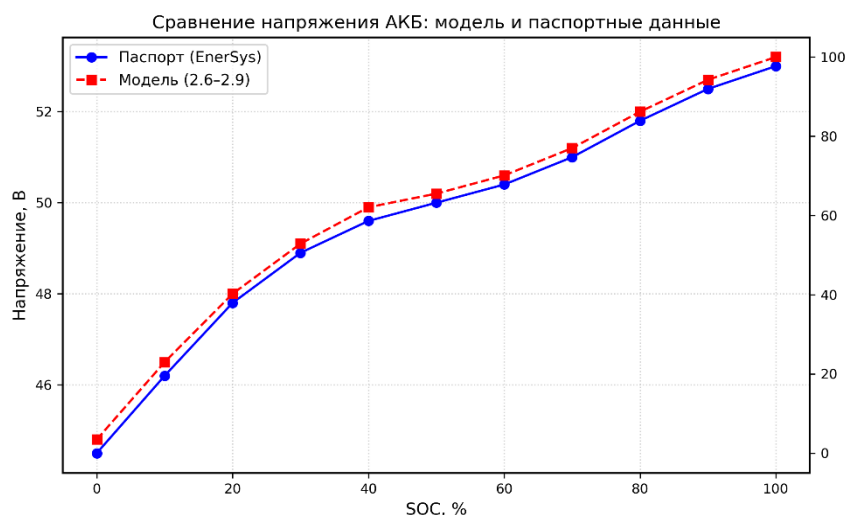


Рисунок 2.9 – Верификация модели аккумуляторной батареи: сравнение расчётного напряжения и уровень заряда аккумулятора

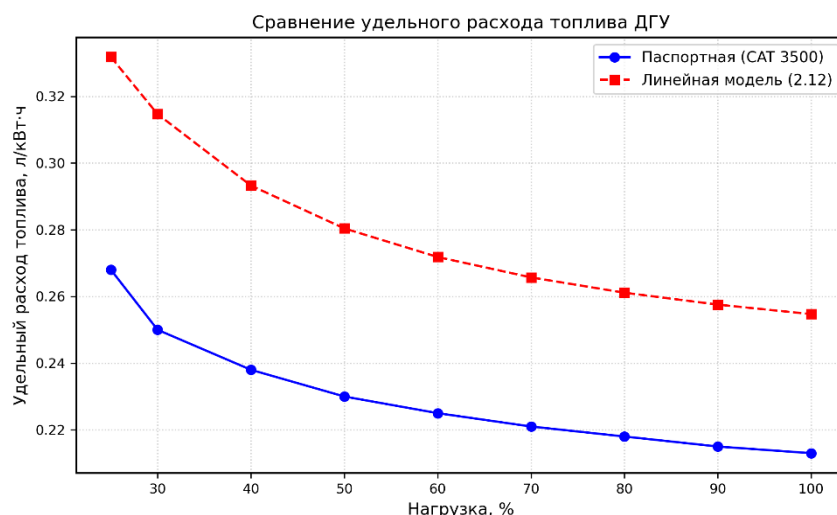


Рисунок 2.10 – Верификация модели дизель-генератора: сравнение расчётного удельного расхода топлива

Погрешность энергетического баланса 1,78 % распределена по всему расчётному ряду: уравнения генерации, потребления, накопления и потерь сходятся без разрывов. Модель массива по месяцам отклоняется от Helioscope до 3 %. Ошибка от месяца к месяцу не копится, сезонный ход выработки сохраняется. У аккумуляторной батареи отклонение от паспортных характеристик — до 2 %. В годовом расчёте с реальными графиками отключений заряд держится в интервале 50–100 % в течение 97,9 % времени.

Для дизель-генератора ошибка удельного расхода топлива во всём рабочем диапазоне не превышает 3,8 %. При наработке 9–42 ч в год это 34–123 л топлива, и на суммарных затратах такая ошибка не сказывается.

Все проверки опираются на независимые источники данных: пространственно-временной расчёт Helioscope, паспортные кривые производителей оборудования, стандартную методику NOCT. Подгонки под собственные результаты нет ни в одной из них — обстоятельство существенное, поскольку внутренняя согласованность модели сама по себе её достоверности не доказывает. Погрешности отдельных подмоделей не усиливают друг друга: они относятся к разным физическим величинам и входят в итоговые показатели независимо. Диапазон условий проверки отвечает центральной части Ирака — температуры модулей до 75 °С, длительные летние отключения сети, глубокие сезонные колебания солнечной радиации. За этими пределами точность моделей не проверялась.

2.7 Выводы по главе 2.

Итоги главы 2 сводятся к следующему:

1. Предложен модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, состоящий из двух этапов. Сначала в Helioscope выполняется пространственный расчёт фотоэлектрического поля. Он учитывает рельеф площадки и взаимное затенение рядов, а также климатические потери. Полученный почасовой профиль генерации затем передаётся в HOMER Pro, где анализируется совместная работа массива с накопителем, дизель-генератором и внешней сетью.
2. По месторождению Аль-Ахдаб собраны и обработаны почасовые ряды инсоляции и температуры воздуха, данные о нагрузке и перерывах электроснабжения. Нестабильность сети формализована параметром $T_{\text{откл}}$ — средним временем отключений в сутки. Его диапазон 0,5–3,0

ч/сут охватывает условия провинции Васит. С введением $T_{\text{откл}}$ нестабильность сети перестаёт быть качественной характеристикой и становится расчётной величиной, от которой зависят требования к составу оборудования.

3. Разработаны математические модели компонентов. Модель фотоэлектрического массива учитывает температуру ячеек. Для накопителя введено ограничение глубины разряда, топливная характеристика дизель-генератора принята линейной, а КПД преобразователя зависит от нагрузки. Уравнение баланса мощности связывает модели в единую расчётную схему, и комплекс рассматривается как электротехническая система с взаимосвязанными элементами.
4. Точность моделей проверена. Энергетический баланс замыкается с погрешностью не выше 1,78 %. Месячная выработка массива отличается от расчёта Helioscope в среднем на 2,1 %, наибольшее расхождение — 3 %. Характеристики накопителя совпадают с паспортными с отклонением до 2 %. Для ДГУ ошибка удельного расхода топлива меньше 3,8 %, для температуры модуля отклонение от стандартной методики не больше 3 °С. Такой точности достаточно для выбора параметров гибридной системы и оценки её надёжности.

ГЛАВА 3. РАСЧЁТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ В СОСТАВЕ ГИБРИДНОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Размещение фотоэлектрических модулей в Helioscope

На первом этапе метода фотоэлектрическое поле моделируется в Helioscope. Площадка находится в точке $32^{\circ}26'$ с.ш., $45^{\circ}43'$ в.д. По спутниковому снимку из неё исключены застройка и технологические зоны, и под модули остаётся около 28 000 м². Выбраны монокристаллические модули мощностью 720 Вт с температурным коэффициентом $-0,35 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$. Систем слежения нет: модули закреплены неподвижно, строго на юг, под углом $37,8^{\circ}$. Чтобы обойти препятствия и снизить взаимное затенение, территорию разбили на девять полевых сегментов FS1–FS9. Всего в поле 19 590 модулей установленной мощностью 14,1 МВт.

Межрядные расстояния и почасовую выработку Helioscope рассчитывает для каждого сегмента отдельно, с учётом рельефа, затенения и местного климата. Качество компоновки оценивается коэффициентом общего солнечного ресурса TSRF. Он показывает, какая доля доступной на площадке солнечной энергии доходит до поверхности модулей после всех затенений и геометрических потерь. По сегментам TSRF меняется мало, от 94,0 до 94,6 %, и потери от затенения и геометрии нигде не превышают 6 %. Крутой наклон $37,8^{\circ}$ удлиняет тень от соседнего ряда, поэтому межрядные расстояния приходится увеличивать. Таблица 3.1 содержит параметры сегментов.

Профиль генерации учитывает температурные потери и загрязнение, а также потери в проводах и инверторе. Этот почасовой файл поступает в HOMER Pro, где подбирают состав оборудования и анализируют надёжность гибридной системы.

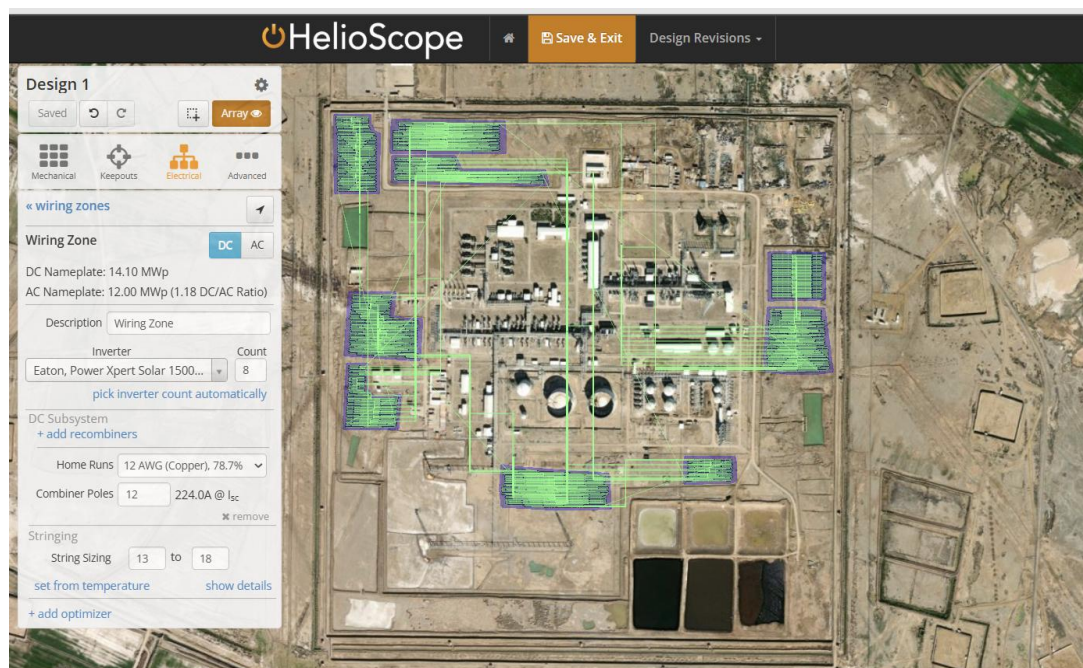


Рисунок 3.1 - Интерфейс Helioscope с размещением солнечных модулей на территории месторождения Аль-Ахдаб

Таблица 3.1 – Параметры полевых сегментов фотоэлектрического массива

Сегмент	Мощность, МВт	Количество модулей	$K_{\text{сол.рес.}}$, %	Инсоляция в плоск. массива, кВт·ч/м ² ·год
FS1	1,30	1 800	94,0	1 952,2
FS2	2,07	2 875	94,2	1 954,8
FS3	1,74	2 410	94,2	1 956,3
FS4	2,02	2 800	94,2	1 955,5
FS5	2,10	2 915	94,3	1 957,9
FS6	0,58	805	94,6	1 963,1
FS7	1,66	2 305	94,2	1 949,7
FS8	1,44	2 000	94,5	1 961,8
FS9	1,21	1 680	94,2	1 955,0
Итого	14,1	19 590	94,2	1 955,8

Как видно из таблицы, значения $K_{\text{сол.рес.}}$ для всех сегментов лежат в пределах 94,0–94,6 %. Это означает, что потери от затенения и геометрии не превышают 6 %, что является хорошим результатом для промышленной площадки с плотной застройкой. Небольшой разброс значений объясняется разной формой участков и их окружением. Самый высокий коэффициент у сегмента FS6 (94,6 %) – он расположен на наиболее открытом месте. Самая низкая освещённость в плоскости массива у сегмента FS7, но и там она составляет 1 949,7 кВт·ч/м² в год, что лишь на 0,6 % меньше среднего значения.

На рисунке 3.2 показана тепловая карта распределения затенения по территории поля. Карта подтверждает, что большая часть площади поля работает в благоприятных условиях, а зоны с повышенным затенением сосредоточены на краях сегментов и не оказывают заметного влияния на общую выработку.



Рисунок 3.2 - Карта распределения и тепловая карта затенения сегментов поля солнечных модулей в исследуемой области

На первом этапе с помощью программы Helioscope была создана детальная трёхмерная модель солнечной электростанции мощностью 14,1 МВт, размещённая на реальной территории нефтяного месторождения. Модель учитывает геометрию участков, затенение, оптимальную ориентацию модулей и климатические данные региона. Результатом этапа является почасовой профиль выработки электроэнергии для каждого сегмента и всего массива в целом, который становится исходными данными для следующего этапа – системного моделирования гибридной установки.

Сегментное размещение фотоэлектрического поля определяется требованиями к электротехнической системе объекта в целом. Разбиение на девять полевых сегментов вызвано не только конфигурацией свободной территории, но и необходимостью сохранить доступ к действующему технологическому оборудованию месторождения и обеспечить отдельное подключение групп модулей к преобразовательному оборудованию. Близость значений коэффициента использования солнечного ресурса по всем сегментам (94,0–94,6 %) означает, что условия работы отдельных групп практически одинаковы, а значит, при подключении к общей шине переменного тока не возникает существенного расхождения рабочих точек и связанных с ним дополнительных потерь. Ранее автором было показано, что при обосновании состава оборудования гибридной системы решающее значение имеет не максимизация выработки отдельного участка поля, а согласованность параметров генерации с режимом работы накопителя и преобразователя [1, 2]. Полученная равномерность сегментов подтверждает пригодность принятой компоновки для дальнейшего системного моделирования.

3.2. Результаты расчёта выработки энергии солнечной станцией

Для размещённого массива Helioscope выполнил почасовой расчёт выработки. Исходные климатические данные — типичный метеорологический год (ТМУ) с почасовыми значениями солнечной радиации и температуры

воздуха. Для контроля они сопоставлены с независимым источником: Global Solar Atlas (GSA), разработанным компанией Solargis при поддержке Всемирного банка. По среднемесячным значениям глобальной горизонтальной радиации (GHI) для координат площадки расхождение между ТМУ и отчётом GSA не превышает 3 %. Такая сходимость позволяет вести дальнейший расчёт на базе ТМУ.

Результаты моделирования собраны в таблице 3.2: среднемесячные GHI, радиация в плоскости массива при угле наклона $37,8^\circ$ (POA), средняя температура воздуха, удельная выработка на 1 кВт установленной мощности. Удельная выработка по Helioscope сопоставлена с величиной PVOUT из отчёта Global Solar Atlas [28]. Годовая сумма глобальной горизонтальной радиации на площадке — около $1852 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ ($154,3 \times 12$), в плоскости массива — $2060 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Превышение POA над GHI примерно на 11 % даёт наклон плоскости модулей на $37,8^\circ$. Удельная годовая выработка с учётом всех потерь составила $1574 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{кВт}$, что на 1,3 % выше PVOUT; расхождение лежит в пределах точности обеих моделей.

Сезонный ход глобальной и прямой нормальной радиации вместе со среднемесячной температурой воздуха для площадки Аль-Ахдаб приведён на рисунке 3.3. Максимум радиации приходится на июнь–июль: GHI превышает $7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в сутки при температуре воздуха $34\text{--}36^\circ\text{C}$.

Таблица 3.2 – Среднемесячные климатические и энергетические показатели

Месяц	GHI, кВт·ч/м ²	POA (37,8°), кВт·ч/м ²	Температура воздуха, °С	Удельная выработка (Helioscope), кВт·ч/кВт·мес	PVOUT specific (GSA), кВт·ч/кВт·мес
Январь	99,3	157,8	11,2	75,2	72
Февраль	108,6	145,9	13,5	81,4	80
Март	145,9	168,7	18,1	109,7	108
Апрель	174,4	178,2	23,9	130,2	128
Май	197,5	181,2	29,6	146,3	145
Июнь	219,1	191,1	33,8	158,1	157
Июль	219,8	196,6	35,9	157,4	156
Август	202,4	198,8	35,1	154,6	153
Сентябрь	170,2	192,1	31,6	129,3	128
Октябрь	130,3	164,9	25,8	103,5	103
Ноябрь	98,5	147,4	17,4	78,2	77
Декабрь	86,0	138,1	12,3	68,4	67
Год	154,3	171,7	24,0	1 392,3	1 374

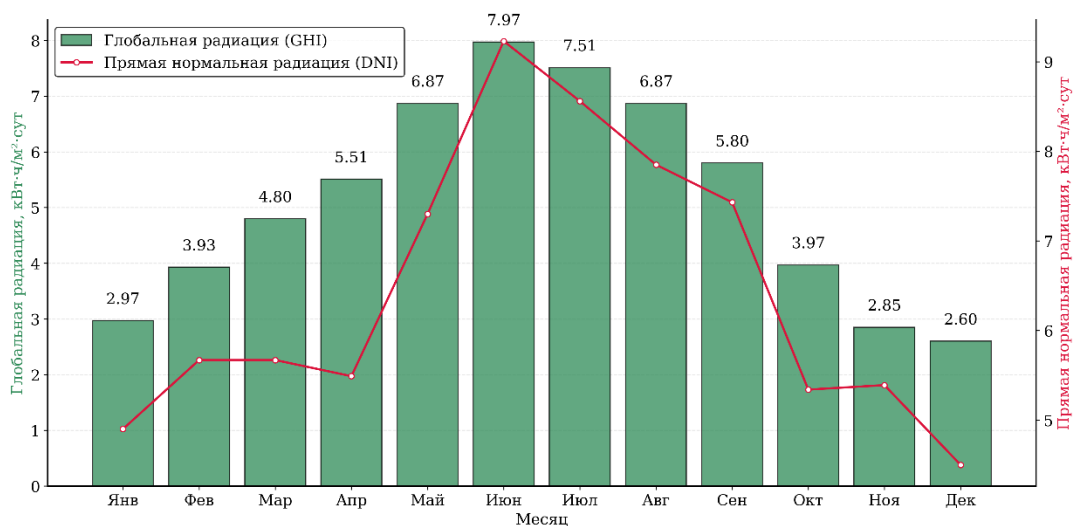


Рисунок 3.3 – Сезонная динамика глобальной и прямой нормальной солнечной радиации для провинции Васит

Полная годовая выработка массива определяется произведением удельной выработки на установленную мощность 14,1 МВт:

$$E_{year} = 14100 \text{ кВт} \cdot 1574,3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{кВт}} = 19,63 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}$$

На рисунке 3.4 представлены типичные месячные графики выработки для летнего и зимнего периода. В летний период максимальная часовая мощность достигает 275 МВт (превышая установленную мощность массива в пиковые моменты), а продолжительность продуктивной работы составляет около 13–14 часов. В зимний день максимум мощности не превышает 85 МВт, а время работы сокращается до 9–10 часов. Тем не менее, даже зимой в середине дня вырабатывается достаточно энергии для покрытия значительной части промышленной нагрузки. Общая суточная выработка энергии гибридной системой за один год с выделением вкладов отдельных компонентов (данные моделирования в Helioscope) приведена на рисунке 3.5.

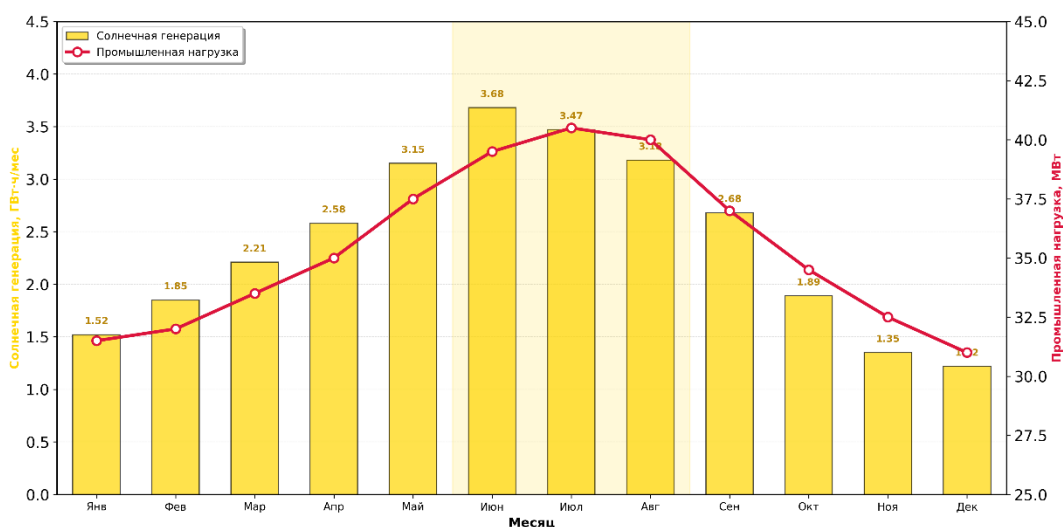


Рисунок 3.4 - График годовой выработки PV-системы (сезонная разбивка: летний и зимний периоды) и динамика промышленной нагрузки предприятия

Важным показателем эффективности работы солнечной электростанции является коэффициент использования установленной мощности (CF). Он определяется как отношение фактической годовой выработки к теоретически возможной при работе с номинальной мощностью все 8 760 часов в году:

$$CF = \frac{E_{year}}{P_{inst} \cdot 8760} = \frac{22,19 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}}{14,1 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ ч}} = 0,18 (18\%),$$

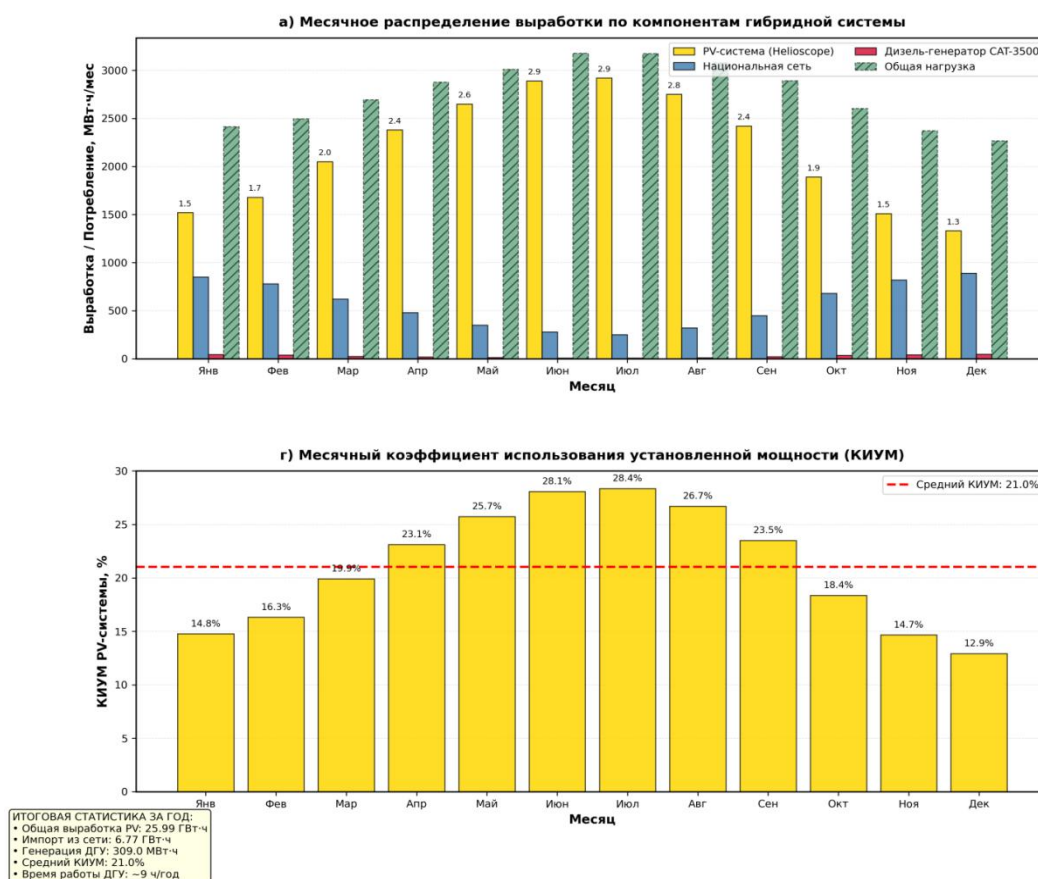


Рисунок 3.5 – Общая суточная выработка энергии гибридной системой за один год с выделением вкладов отдельных компонентов (данные моделирования в Helioscope)

Значение 18 % является характерным для ФЭС без систем слежения и позиционирования, расположенных в регионах с высокой солнечной инсоляцией. Относительно невысокий коэффициент объясняется тем, что панели вырабатывают мощность только в светлое время суток, а в ночные часы и в периоды плотной облачности генерация отсутствует. Для сравнения, коэффициент использования мощности ветровых установок в тех же условиях обычно лежит в пределах 25–35 %, а традиционных тепловых станций – 60–80 %. Однако для солнечной энергетики главным достоинством является бесплатность первичного ресурса.

Фотоэлектрическая станция на площадке Аль-Ахдаб вырабатывает около 22 ГВт·ч в год. Сезонное распределение радиации совпадает с графиком потребления: максимум прихода приходится на месяцы наибольшей нагрузки. Выработка отдельного года отклоняется от расчётной вслед за погодой, но типичный метеорологический год усредняет эти отклонения. Величина 22 ГВт·ч представляет собой среднюю многолетнюю оценку, а не гарантированный результат конкретного года, и в этом качестве используется в дальнейших расчётах.

3.3. Анализ потерь и проверка температурных поправок

За год фотоэлектрический массив месторождения Аль-Ахдаб вырабатывает около 22,2 ГВт·ч в реальных условиях эксплуатации. Паспортные характеристики модулей получены в другом режиме. Стандартные условия испытаний предполагают температуру ячейки 25 °С и облучённость 1000 Вт/м², поверхность при этом чистая и не затенена. На площадке ни одно из этих условий не выполняется. Разрыв между паспортной и фактической выработкой складывается из оптических и температурных потерь, к которым добавляются электрические и эксплуатационные. Каждую группу потерь Helioscope рассчитывает по физическим моделям с заданными параметрами модулей, инверторов и компоновки поля. Для массива 14,1 МВт при годовой инсоляции 1866,5 кВт·ч/м² баланс потерь по статьям дан в таблице 3.3, а их доли отражает круговая диаграмма (рисунок 3.6). Разложение показывает, какие механизмы вносят основной вклад и где компоновку поля можно улучшить. Совокупные системные потери составляют 21,7 %. Больше всего энергии отнимают нагрев модулей (6,7 %) и затенение (5,1 %).

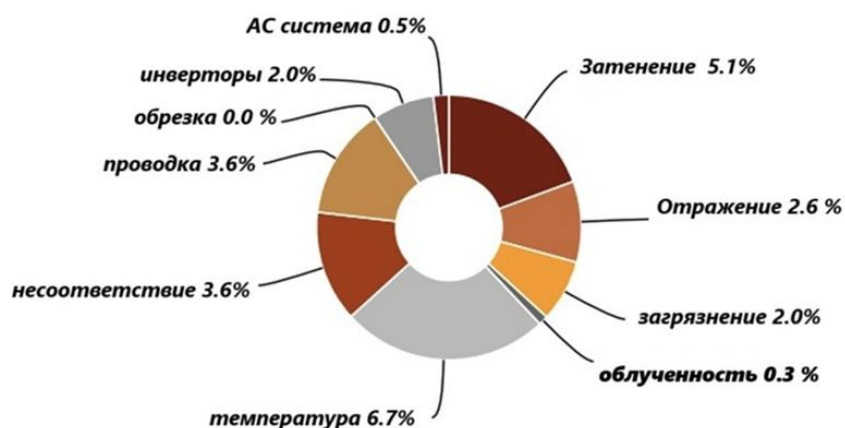


Рисунок 3.6 - Источники системных потерь от фотоэлектрических систем

Таблица 3.3 – Детализированный баланс потерь фотоэлектрической системы

Вид потерь	δ , %	Абс. потери, кВт·ч	Остаток, кВт·ч
Выработка при стандартных условиях	—	—	29 052 000
Температурные	6,7	1 946 484	27 105 516
Затенение	5,1	1 382 381	25 723 135
Загрязнение	2,0	514 463	25 208 672
DC-кабели	2,0	504 173	24 704 499
Несоответствие модулей	2,5	617 612	24 086 887
Инвертор	2,5	602 172	23 484 715
AC-кабели	1,5	352 271	23 132 444
Световая деградация (LID)	0,5	115 662	23 016 782
Прочие	1,2	276 201	22 740 581
Итого системные потери (PR = 0,783)	21,7	6 311 419	22 740 581
Коэффициент готовности	2,5	568 515	22 172 066

В условиях Ирака на первое место выходит температура. Температурный коэффициент мощности модулей JinkoSolar 66HL5-BDV равен $-0,35 \text{ }^\circ\text{C}$. Летом ячейки нагреваются до $70\text{--}75 \text{ }^\circ\text{C}$, на $45\text{--}50 \text{ }^\circ\text{C}$ выше стандартных $25 \text{ }^\circ\text{C}$, и в самые жаркие часы мощность падает на $16\text{--}18 \text{ } \%$. Причина в основном в снижении напряжения ячейки, ток при нагреве почти не меняется. Утром, вечером и зимой модули холоднее. В среднем за год температурные потери равны $6,7 \text{ } \%$. Тень на модули отбрасывают соседние ряды, а также

технологическое оборудование и постройки месторождения. Межрядные расстояния подобраны при размещении поля (раздел 3.1). Зимой этого недостаточно: в декабре Солнце в полдень поднимается лишь на 34° , и тени удлиняются. Итоговые потери от затенения — 5,1 %. В кабелях теряется 3,5 %: 2,0 % в цепях постоянного тока и 1,5 % в цепях переменного. Падение напряжения ограничено увеличенными сечениями — 95–240 мм² для DC и 185–300 мм² для AC. Разброс характеристик отдельных модулей, у современных изделий 2–3 %, даёт 2,5 %. Такие же потери вносит инвертор с КПД 97,5 %.

Пустынная пыль без очистки снижала бы выработку на 4–8 % в месяц. Летом дождей почти нет, и после пылевых бурь пыль с поверхности сама не смывается. Проект предусматривает очистку модулей не реже двух раз в месяц, и средние потери от загрязнения удерживаются на уровне 2,0 %. Баланс замыкают потери при низкой освещённости и световая деградация (0,5 %), а также прочие потери (1,2 %) — отражение, байпасные диоды и др.

Произведение коэффициентов, отражающих отдельные виды потерь, даёт коэффициент производительности системы (PR):

$$PR = \prod (1 - \delta_i), \quad i = 1 \dots n, \quad (3.1)$$

$$PR = (1 - 0,08) \times (1 - 0,08) \times (1 - 0,02) \times (1 - 0,02) \times (1 - 0,03) \times (1 - 0,03) \times (1 - 0,02) = 0,92 \times 0,92 \times 0,98 \times 0,98 \times 0,97 \times 0,97 \times 0,98 = 0,783$$

где δ_i — относительные потери i -го типа. n — количество учитываемых видов потерь.

Таким образом, $PR = 78,3 \%$, что означает, что до выходных клемм инвертора доходит 78,3 % от той энергии, которую модули выработали бы в идеальных условиях. Это значение соответствует лучшим мировым практикам для регионов с аридным климатом.

Удельная выработка электроэнергии (SE), рассчитанная по формуле (2.5), составляет:

$$SE = \frac{E_{PV,year}}{P_{PV,nom}}, \quad (3.2)$$

$$SE = 22\,189\,126 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 14\,100 \text{ кВт} = 1\,573,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кВт} \cdot \text{год}$$

где $E_{PV,year}$ — годовая выработка электроэнергии фотоэлектрической системой, кВт·ч; $P_{PV,nom}$ — номинальная мощность фотоэлектрического массива, кВт.

Рисунок 3.7 представляет двумерную зависимость эффективности модуля от инсоляции и температуры. При инсоляции выше 900 Вт/м² и температуре ячейки более 65 °С КПД снижается на 15–25 % относительно номинального. Летние месяцы попадают в эту область. Зимой модули работают при более низких температурах. Область с инсоляцией 600–900 Вт/м² и температурой 40–60 °С соответствует оптимальному режиму. На рисунке 3.8 приведены месячные значения GHI, POA и радиации за вычетом потерь от затенения.

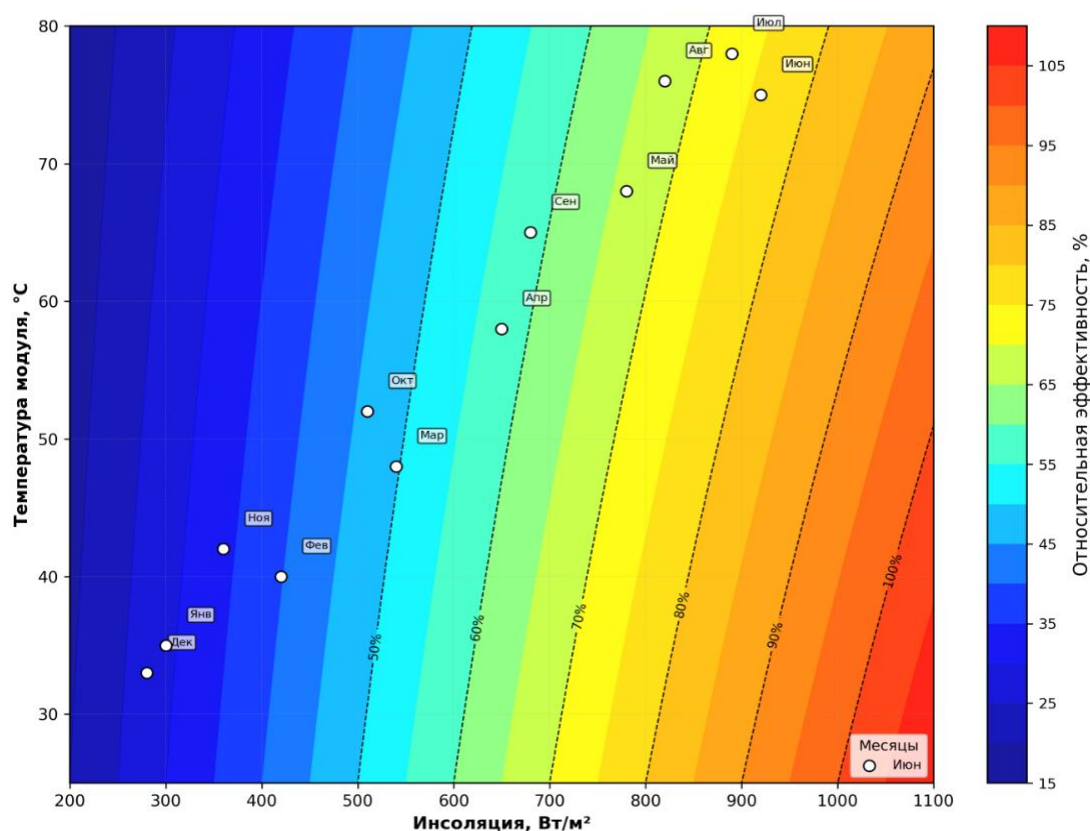


Рисунок 3.7 - Двумерная зависимость эффективности преобразования от инсоляции и температуры модуля

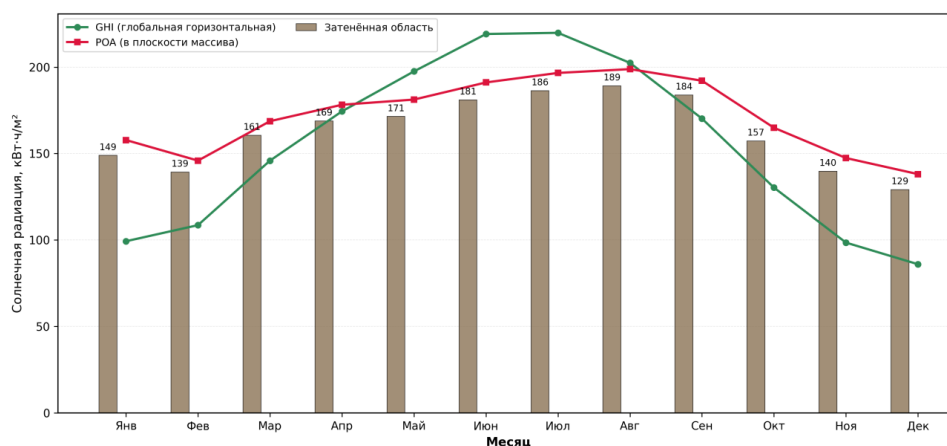


Рисунок 3.8 – Ежемесячное производство энергии ФЭС с указанием значений глобальной горизонтальной инсоляции (ГНІ), и в плоскости массива (РОА)

Среднесуточный эквивалент удельной выработки составляет 4,3 ч работы на номинальной мощности. Это значение превышает средние показатели для аналогичных широт и указывает на высокий уровень инсоляции в регионе. Температура, рассчитанная по эмпирической формуле (3.2), сопоставлена со значениями по стандартной методике. Среднее отклонение - 3 °С, что признаётся приемлемым для моделирования.

Выработка ФЭС по месяцам сопоставлена с глобальной горизонтальной радиацией (ГНІ) и радиацией в плоскости массива (РОА), см. рисунок 3.8. Выработка растёт к лету и падает зимой. За счёт наклона 37,8° радиация в плоскости массива выше горизонтальной в годовой сумме, а сильнее всего — в зимние месяцы. Температурные потери летом достигают 10–15 %. Построенная карта количественно показывает, насколько выработка снижается от нагрева и при низкой освещённости. Потери и температурные поправки рассчитаны для фактического климата площадки. Коэффициент производительности $PR = 0,763$ и структура потерь из Helioscope переходят в системную модель гибридной установки как исходные данные.

3.4. Основные показатели фотоэлектрической станции

Первый этап двухэтапной методики – детальное моделирование солнечной электростанции в программе Helioscope – завершён. По его результатам сформирован полный набор технических и энергетических характеристик фотоэлектрической системы, который будет использоваться как исходная информация для второго этапа, то есть для системного моделирования всей гибридной установки в HOMER Pro. В данном разделе эти характеристики сведены воедино, проанализированы и представлены в виде итоговой таблицы и графиков. В таблице 3.4 собраны основные показатели, полученные по результатам расчётов.

Установленная мощность массива 14,1 МВт задана площадью: под панели отведена вся свободная территория, которую удалось выделить без помех технологическим процессам месторождения. Потребность в энергии при выборе мощности ограничением не служила. Годовая выработка на выходе инверторов — 22,19 ГВт·ч против теоретического предела 29,1 ГВт·ч. Разница в 24 % приходится на потери, разобранные в разделе 3.3.

На киловатт установленной мощности станция вырабатывает 1574 кВт·ч в год. Все статьи потерь раздела 3.3 сведены в коэффициент производительности $PR = 0,763$: до шин переменного тока доходит чуть больше трёх четвертей энергии, которую модули дали бы в идеальных условиях. Коэффициент использования установленной мощности — 18 % (1574 / 8760). Для неподвижных систем в солнечных регионах это обычное значение. Станция работает только днём, и её мощность меняется вслед за высотой Солнца.

Таблица 3.4 – Основные технико-энергетические показатели фотоэлектрической системы

Показатель	Значения	Ед. изм.
Установленная мощность PV-массива	14,1	МВт
Количество модулей	19 590	шт.
Тип модуля	JinkoSolar HL5-BDV, 720 Вт	
Площадь, занимаемая модулями	~28 000	м ²
Угол наклона / азимут	37,8° / 180° (юг)	градусы
Годовая сумма глобальной горизонтальной радиации (GHI)	1 866,5	кВт·ч/м ²
Годовая выработка электроэнергии	22 190	МВт·ч
Удельная годовая выработка	1 574	кВт·ч/кВт
Коэффициент производительности (PR)	0,783	—
Коэффициент использования установленной мощности	18,0	%
Максимальная часовая мощность	275	МВт
Годовое число часов работы	~4 425	ч
Суммарные относительные потери	21,7	%

Сезонный ход выработки выражен отчётливо. Летом она достигает 1,5–2,0 ГВт·ч в месяц, зимой опускается примерно до 0,8 ГВт·ч, повторяя годовой ход радиации и температуры. Для системного расчёта среднемесячных значений мало. Совместить генерацию с фактическим графиком нагрузки можно только по почасовому профилю, и именно он передаётся в HOMER Pro как входные данные.

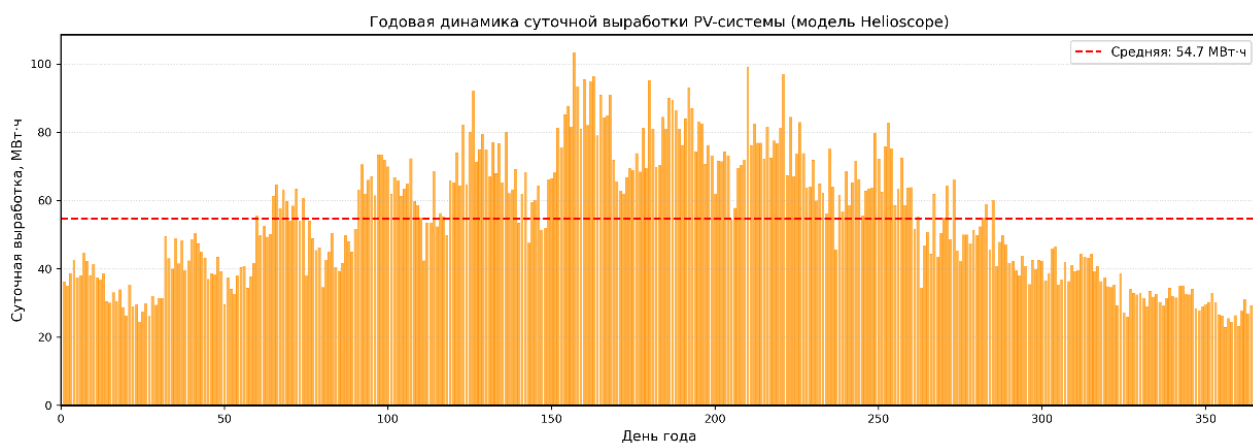


Рисунок 3.8 - Годовая динамика суточной выработки ФЭС

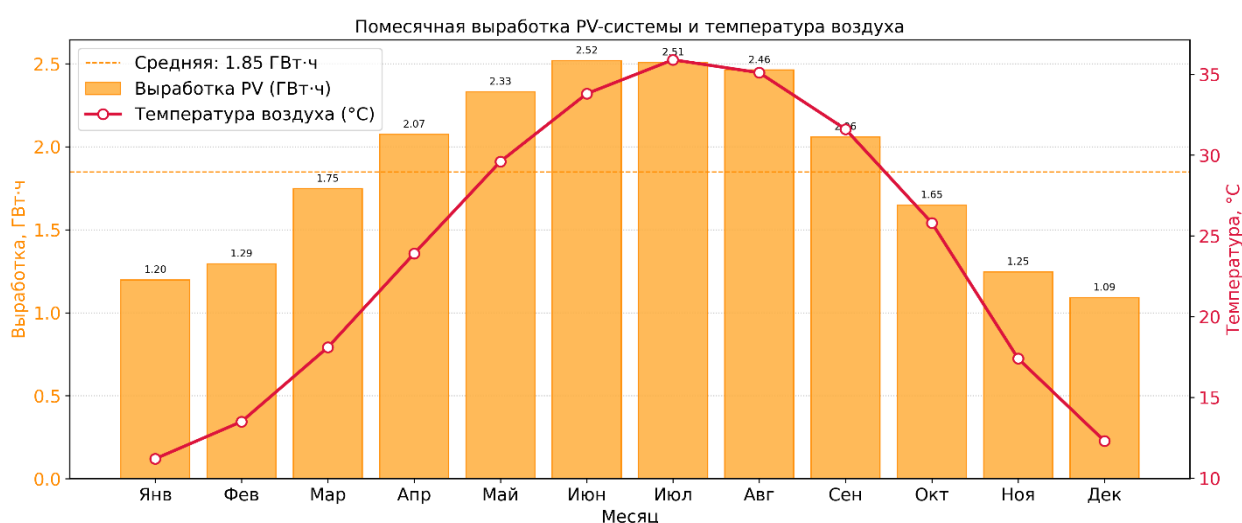


Рисунок 3.9 - Помесячная выработка фотоэлектрической системы и средняя температура воздуха (по данным Helioscope и Global Solar Atlas)

Кривая годовой динамики суточной выработки (рисунок 3.8) повторяет ход инсоляции. Максимум генерации приходится на лето. На те же месяцы приходится пик нагрузки промышленных объектов Ирака и наибольший дефицит мощности в энергосистеме. Доля потребления, покрытая станцией, летом тоже максимальна. Связь выработки со среднемесячной температурой воздуха прослеживается по рисунку 3.9. До 30 °C выработка растёт вместе с температурой, так как тёплые месяцы одновременно и самые солнечные. Выше 30 °C прирост замедляется: нагрев снижает КПД модулей. Июльская инсоляция несколько выше июньской, но выработка в эти месяцы почти

одинакова. Модули в июне и июле нагреваются до 50–55 °С, и всё же месячная выработка остаётся наибольшей в году.

Поле разделено на девять сегментов (FS1–FS9): участки имеют сложную форму, на территории расположены технологические объекты. Разделение позволяет задать для каждого сегмента собственную ориентацию рядов и межрядное расстояние. Параметры установки по каждому сегменту даны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры установки модулей по сегментам поля

Сегмент (FS)	Мощность сегмента, МВт	Количество модулей	Инсоляция в плоскости массива (SI), кВт·ч/м ² ·год	TSRF, %
FS1	1,30	1 800	1 952,2	94,0
FS2	2,07	2 875	1 954,8	94,2
FS3	1,74	2 410	1 956,3	94,2
FS4	2,02	2 800	1 955,5	94,2
FS5	2,10	2 915	1 957,9	94,3
FS6	0,58	805	1 963,1	94,6
FS7	1,66	2 305	1 949,7	94,2
FS8	1,44	2 000	1 961,8	94,5
FS9	1,21	1 680	1 955,0	94,2
Итого	14,1	19 590	1 955,8 (сред.)	94,2

Коэффициент использования солнечного ресурса (TSRF) по сегментам укладывается в 94,0–94,6 %, инсоляция в плоскости массива различается не более чем на 1 %. Разброс такого порядка означает, что дробление поля на девять участков не добавило заметных потерь ни от затенения, ни от геометрии рядов. Условия работы сегментов практически одинаковы. Распределение системных потерь по сегментам FS1–FS9 показано тепловой картой на рисунке 3.10.

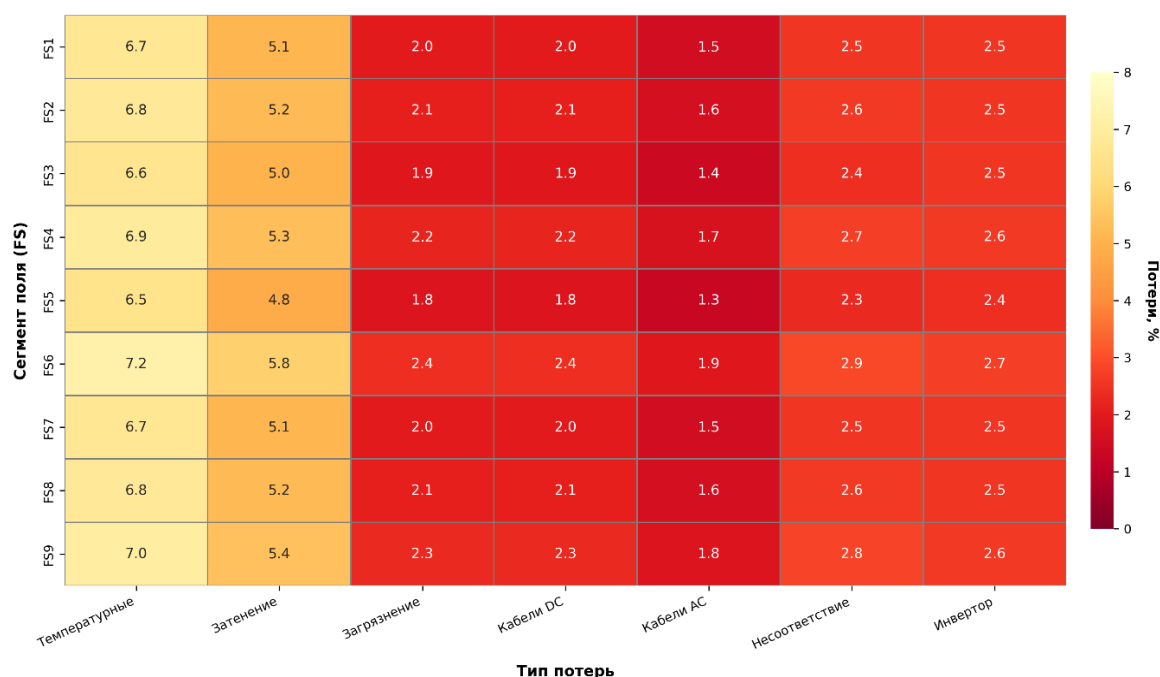


Рисунок 3.10 - Тепловая карта распределения системных потерь по сегментам поля (FS1–FS9)

Затенение локализовано по краям сегментов, основной массив модулей им не затронут. Массив из 8760 почасовых значений генерации экспортирован из Helioscope. На втором этапе он используется в HOMER Pro при анализе режимов работы, выборе ёмкости аккумуляторного накопителя и оценке экономической эффективности.

3.5. Проверка характеристик фотоэлектрического модуля в климатических условиях Ирака

Выработка в разделах 3.2–3.4 рассчитана по математической модели (2.1)–(2.5). В неё заложены паспортные характеристики модуля JinkoSolar 66HL5-BDV номинальной мощностью 720 Вт. С ними же модель и сверяется: расчётные мощность и КПД сравниваются с заводскими при одинаковых условиях. Проверку вели прежде всего для режимов, типичных для провинции Васит, — высокой температуры ячейки и переменной освещённости.

Паспортные данные получены при стандартных условиях испытаний, а в этих режимах модель работает далеко от них.

Результаты моделирования в Helioscope охватывают четыре температуры ячейки (25, 32, 40 и 50 °C) и шесть уровней облучённости от 100 до 1000 Вт/м². Они вошли в таблицу 3.6.

Температурный коэффициент dP_{mp}/dT зависит от режима работы модуля. По модулю он растёт от 0,29 %/°C при 25 °C до 0,36 %/°C при 50 °C. Абсолютная потеря мощности на градус почти постоянна, а сама мощность при нагреве падает. Коэффициент, отнесённый к текущей мощности, от этого увеличивается. Наибольшие значения, 0,33–0,36 %/°C, приходятся на 40–50 °C при облучённости 600–1000 Вт/м². В этой области модули находятся большую часть времени генерации в жаркие месяцы, включая летний полдень. В расчётах принят единый коэффициент –0,35 %/°C, выбранный по наиболее нагруженному режиму. При умеренных температурах он завышает потери, но не более чем на 2,5 %. Зависимость мощности от температуры при номинальной облучённости дана в таблице 3.7.

Температурное поведение модуля видно из таблиц 3.6 и 3.7. Ток короткого замыкания и ток в точке максимальной мощности при нагреве от 20 до 50 °C держатся почти на одном уровне — генерация носителей заряда от температуры зависит слабо. С напряжением иначе: рост обратного тока насыщения р-п-перехода опускает напряжение холостого хода с 49,6 до 46,0 В, а напряжение в точке максимальной мощности — с 41,4 до 37,5 В. Модуль теряет 64 Вт, с 731 до 667, и вся потеря образована напряжением. Чем выше температура, тем круче спад: dV_{mp}/dT по модулю составляет 0,31 %/°C у нижней границы диапазона и 0,35 %/°C у верхней.

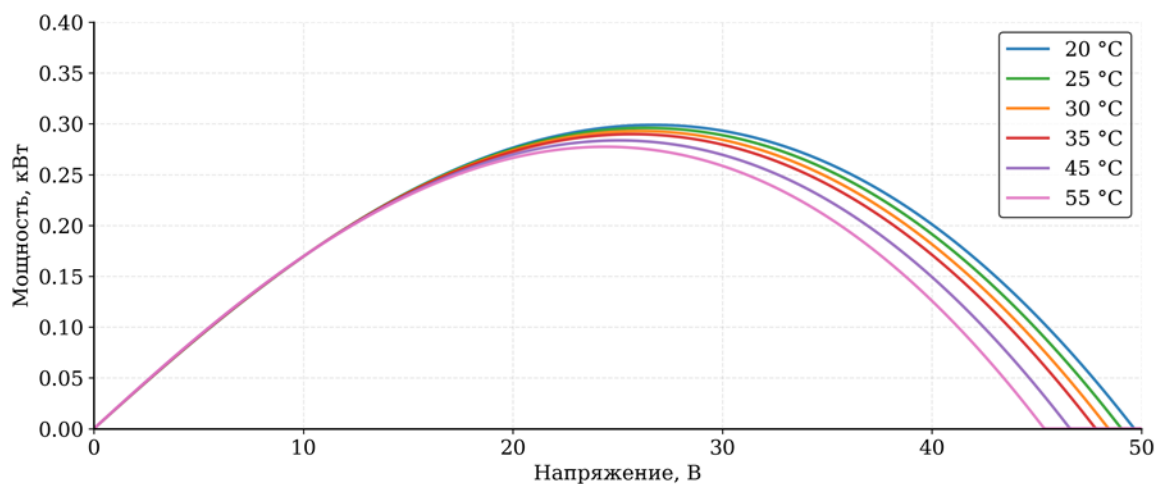
Таблица 3.6 – Исследование ВАХ гибридной установки в зависимости от мощности излучения и температуры окружающей среды

Излучение, Вт/м ²	I _{SC}	V _{OC}	I _{MP}	V _{MP}	P, Вт	dp _{mp} /dT	dV _{MP} /dT	dv _{OC} /dT
T = 25 °C								
1000	18.67	49.0	17.68	40.7	720.2	-0.29%	-0.31%	-0.25%
800	14.94	48.7	14.12	40.9	577.8	-0.29%	-0.31%	-0.25%
600	11.20	48.2	10.57	41.0	433.0	-0.29%	-0.32%	-0.26%
400	7.47	47.5	7.02	40.9	286.8	-0.29%	-0.32%	-0.26%
200	3.74	46.3	3.49	40.3	140.4	-0.30%	-0.33%	-0.28%
100	1.87	45.1	1.72	39.4	67.8	-0.31%	-0.35%	-0.29%
T = 32 °C								
1000	18.73	48.2	17.71	39.8	705.5	-0.30%	-0.32%	-0.25%
800	14.98	47.8	14.15	40.0	566.0	-0.30%	-0.32%	-0.26%
600	11.24	47.3	10.58	40.1	424.2	-0.30%	-0.33%	-0.26%
400	7.49	46.6	7.03	39.9	280.9	-0.30%	-0.33%	-0.27%
200	3.75	45.4	3.49	39.3	137.4	-0.32%	-0.34%	-0.29%
100	1.87	44.2	1.73	38.4	66.3	-0.33%	-0.36%	-0.30%
T = 40 °C								
1000	18.80	47.2	17.74	38.8	688.4	-0.31%	-0.33%	-0.26%
800	15.04	46.8	14.17	39.0	552.3	-0.31%	-0.33%	-0.27%
600	11.28	46.3	10.60	39.0	413.9	-0.31%	-0.34%	-0.27%
400	7.52	45.6	7.05	38.9	274.0	-0.32%	-0.34%	-0.28%
200	3.76	44.3	3.50	38.2	133.9	-0.33%	-0.36%	-0.30%
100	1.88	43.1	1.73	37.3	64.6	-0.34%	-0.37%	-0.31%
T = 50 °C								
1000	18.88	46.0	17.77	37.5	666.7	-0.33%	-0.35%	-0.27%
800	15.10	45.5	14.20	37.7	534.9	-0.33%	-0.35%	-0.28%
600	11.33	45.0	10.63	37.7	400.8	-0.33%	-0.35%	-0.28%
400	7.55	44.3	7.06	37.5	265.2	-0.33%	-0.36%	-0.29%
200	3.78	43.0	3.51	36.9	129.5	-0.35%	-0.37%	-0.31%
100	1.89	41.7	1.74	35.9	62.3	-0.36%	-0.39%	-0.33%

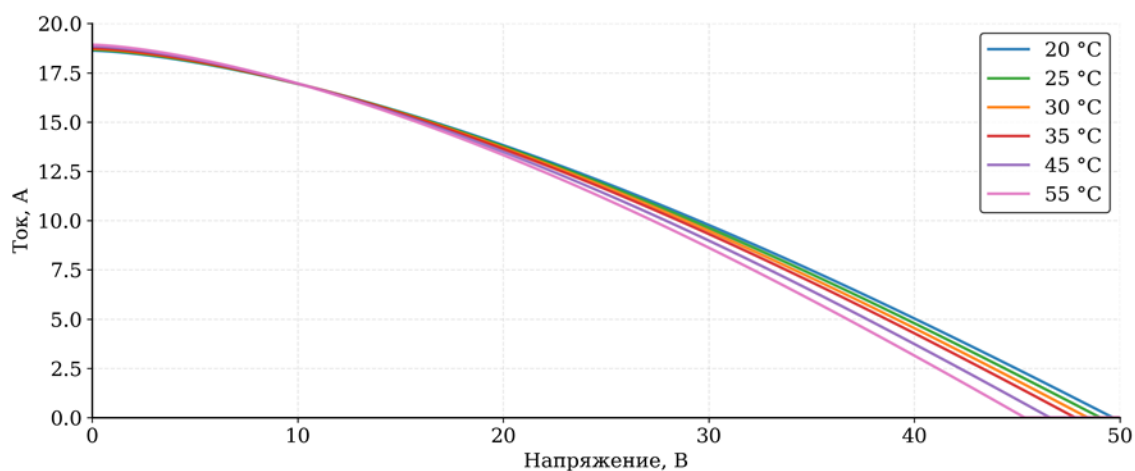
Таблица 3.7 – Параметры модуля JinkoSolar 66HL5-BDV при облучённости 1000 Вт/м² и различной температуре ячейки

T, °C	I _{sc} , A	V _{oc} , В	I _{mp} , A	V _{mp} , В	P _{max} , Вт	dP _{mp} /dT, %/°C	dV _{mp} /dT, %/°C	dV _{oc} /dT, %/°C
20	18,63	49,6	17,66	41,4	730,6	–0,28	–0,31	–0,24
25	18,67	49,0	17,68	40,7	720,2	–0,29	–0,31	–0,25
32	18,73	48,2	17,71	39,8	705,5	–0,30	–0,32	–0,25
40	18,80	47,2	17,74	38,8	688,4	–0,31	–0,33	–0,26
50	18,88	46,0	17,77	37,5	666,7	–0,33	–0,35	–0,27

Рисунок 3.13 воспроизводит вольт-амперные и мощностные характеристики JinkoSolar 66HL5-BDV в диапазоне 20–55 °C. Основой построения послужили паспортные температурные коэффициенты: –0,25 %/°C по напряжению, 0,045 %/°C по току, –0,29 %/°C по мощности. С нагревом кривые сдвигаются влево по оси напряжения, положение по току сохраняется.



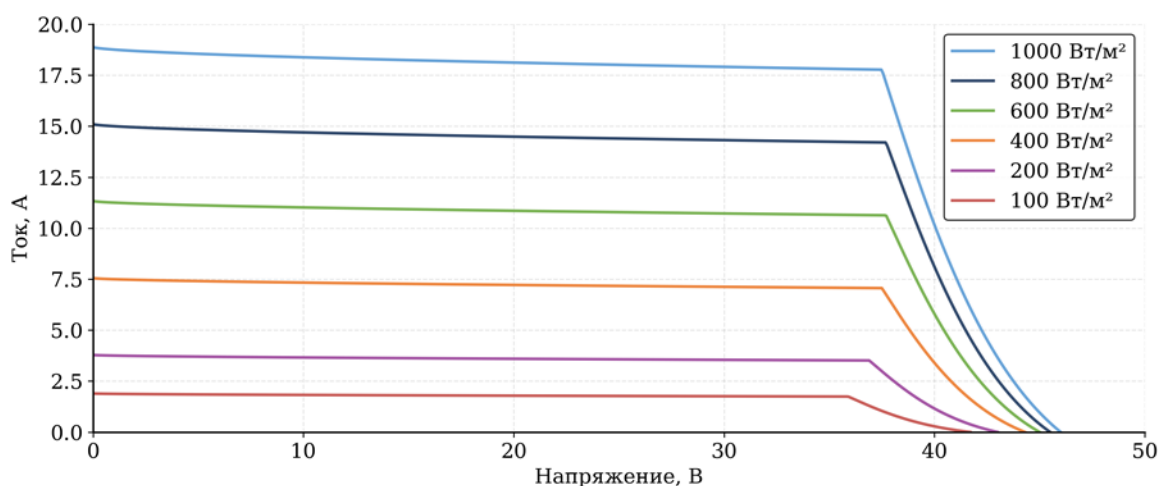
а) Зависимость мощности от напряжения



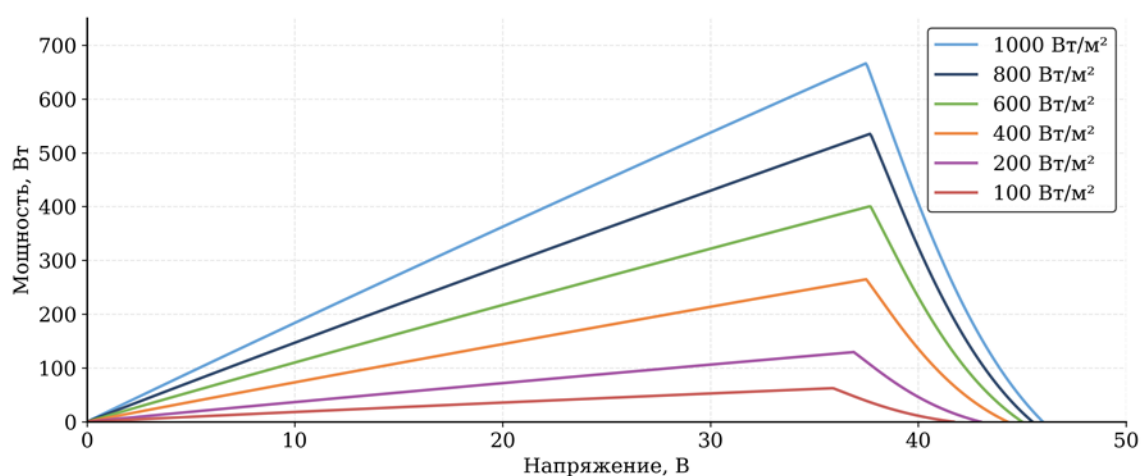
б) Вольт-амперная характеристика

Рисунок 3.13 - Вольт-амперные и мощностные характеристики фотоэлектрического модуля JinkoSolar 66HL5-BDV

На рисунке 3.13а нагрев от 20 до 55 °C снижает максимальную мощность модуля примерно с 490 до 430 Вт; точка максимальной мощности смещается с 41 к 37 В. Ток короткого замыкания при этом остаётся практически прежним (рисунок 3.13б). В летних условиях ток задаётся освещённостью и от температуры почти не зависит, тогда как напряжение реагирует на нагрев линейно. Такое разделение ролей и позволяет описывать поведение модуля одним температурным коэффициентом мощности, принятым в работе равным $-0,35 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$.



а) Вольт-амперная характеристика при температуре модуля 50 °C



б) Зависимость выходной мощности от напряжения при температуре модуля 50 °C

Рисунок 3.14 - Вольт-амперные (а) и мощностные (б) характеристики модуля JinkoSolar 66HL5-BDV при температуре 50 °C и различной облучённости

Кривые рисунка 3.14 сняты при температуре ячейки 50 °C. Снижение облучённости от 1000 до 100 Вт/м² уменьшает ток короткого замыкания ровно в десять раз, с 18,88 до 1,89 А. Напряжение меняется слабее: от тока оно зависит логарифмически. V_{oc} на том же интервале уменьшается на 9 %, до 41,7 В против 46,0 В. У V_{mp} снижение меньше 5 % (37,5 → 35,9 В). Мощность падает с 667 до 62 Вт, в 10,7 раза. Лишние 7 % сверх десятикратного снижения дают падение V_{mp} (около 4,5 %) и более быстрое, чем у I_{sc} , уменьшение тока I_{mp} (около 3 %).

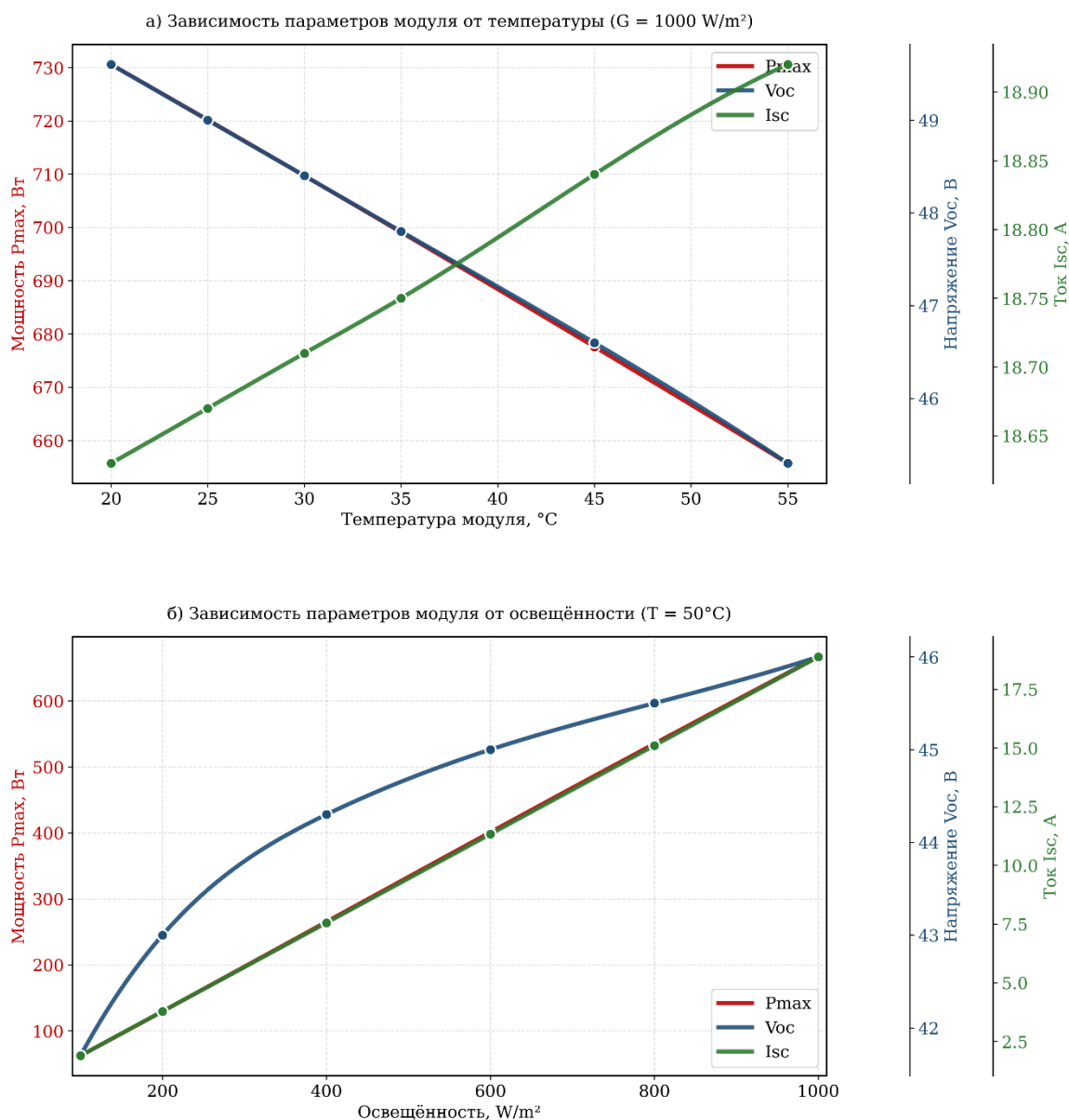


Рисунок 3.15 – Зависимости выходных параметров модуля JinkoSolar 66HL5-BDV от температуры (а) и от освещённости (б)

Таблицы 3.6, 3.7 и рисунки 3.13–3.15 подтверждают, что паспортные характеристики модуля описываются линейной моделью (2.1) с единым температурным коэффициентом $-0,35 \text{ \%}/^\circ\text{C}$. Коэффициент выбран по самым жёстким летним условиям Ирака: $40\text{--}50^\circ\text{C}$ при $600\text{--}1000 \text{ Вт/м}^2$. С заводскими данными расчёт расходится не более чем на $2,5 \text{ \%}$. При умеренных температурах модель немного занижает выработку, а в критических режимах её не завышает.

Правомерность принятия единого температурного коэффициента подтверждается характером климатических условий площадки. Проверка выполнена для диапазона температур ячейки 25–50 °C и облучённостей 100–1000 Вт/м², охватывающего весь режимный диапазон работы станции в провинции Васит. При этом наибольшие абсолютные значения коэффициента приходится на сочетание высокой температуры и высокой облучённости, то есть на часы летнего полудня, дающие основной вклад в годовую выработку; в этой области расчётная модель не завышает выходную мощность, а даёт небольшой запас. Оценка ресурсной базы регионов страны, выполненная автором ранее, показала, что температурный режим работы модулей в центральных и северных провинциях различается незначительно [7], поэтому принятое значение –0,35 %/°C применимо и при переносе методики на другие площадки. Тем самым модель фотоэлектрического модуля, описанная выражениями (2.1) и (2.2), пригодна для системных расчётов гибридной электротехнической системы без дополнительной корректировки по температуре.

3.6. Выводы по главе 3.

Расчёт фотоэлектрической станции в составе гибридной электротехнической системы даёт следующие результаты.

1. В Helioscope построена трёхмерная модель станции на территории нефтяного месторождения Аль-Ахдаб. Поле разбито на девять сегментов общей площадью около 28 000 м², на них установлены 19 590 монокристаллических модулей суммарной мощностью 14,1 МВт, ориентация южная, угол наклона 37,8°. Межрядные расстояния подобраны по условию минимума взаимного затенения: TSRF по всем сегментам лежит в диапазоне 94,0–94,6 %, потери от затенения не выше 6 %. Разброс TSRF между сегментами — 0,6 процентного пункта. При таком разбросе сегменты работают в практически одинаковых условиях,

их выходные характеристики совместимы при подключении к общей шине переменного тока, а отдельная настройка инверторных каналов не требуется.

2. Годовая выработка станции на выходе инверторов — 22,19 ГВт·ч. Удельная выработка составляет 1574 кВт·ч на киловатт установленной мощности, коэффициент использования установленной мощности равен 18 %. Коэффициент производительности $PR = 0,783$. Для неподвижных станций без систем слежения в регионах с высоким приходом солнечной радиации такие показатели ожидаемы.
3. Разобрана структура потерь. Две главные статьи — температурное снижение мощности 6,7 % и геометрическое затенение 5,1 %; инвертор, кабели, загрязнение и разброс параметров модулей дают в сумме около 8 %. Преобладание температурной составляющей отличает площадку от станций умеренных широт и определяется климатом провинции Васит. Суммарные системные потери 21,7 % задают коэффициент производительности станции и входят исходными данными в системное моделирование комплекса.
4. Сезонный ход генерации повторяет годовой ход инсоляции: летняя выработка превышает зимнюю в 2,0–2,5 раза. Максимум генерации совпадает по времени с пиком промышленной нагрузки и с наибольшим дефицитом мощности в национальной сети — соотношение генерации и потребления для рассматриваемого объекта складывается удачно.
5. Исследованы вольт-амперные характеристики модуля JinkoSolar 66HL5-BDV при температурах ячейки 25–50 °C и облучённости 100–1000 Вт/м². Падение выходной мощности при нагреве создаётся напряжением, ток остаётся практически неизменным. В наиболее тяжёлых летних условиях (40–50 °C, 600–1000 Вт/м²) абсолютная величина температурного коэффициента мощности доходит до 0,33–0,36 %/°C. Единый расчётный коэффициент –0,35 %/°C даёт по

сравнению с паспортными данными погрешность не более 2,5 % и в критических режимах выработку не завышает.

6. Сформирован почасовой профиль генерации станции — 8760 значений с учётом рельефа площадки, взаимного затенения и всех основных видов потерь. Почасовое разрешение необходимо для совмещения генерации с фактическим графиком нагрузки объекта: среднемесячные значения такой возможности не дают. Это результат первого этапа двухэтапной методики; в главе 4 профиль служит исходным данным при системном моделировании гибридной электротехнической системы в HOMER Pro.

ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИБРИДНОЙ СИСТЕМЫ В HOMER PRO

4.1. Конфигурация гибридной системы и алгоритм управления потоками энергии

Гибридная система состоит из четырёх частей: солнечной электростанции, аккумуляторной батареи, дизельного генератора и подключения к национальной сети [61, 63]. Солнечная установка собрана из 19 590 монокристаллических модулей мощностью 720 Вт каждый, суммарная мощность — 14,1 МВт. Модули размещены на свободной территории площадью около 28 000 м² и соединены в 454 параллельные линии (по 43 модуля последовательно). Аккумуляторный накопитель состоит из 485 свинцово-кислотных стоек EnerSys PowerSafe SBS 3900 ёмкостью 51,6 кВт·ч при напряжении 48 В. Номинальная ёмкость накопителя составляет 23,4 МВт·ч, полезная при глубине разряда 50 % — 11,7 МВт·ч, что обеспечивает автономную работу объекта в течение 45 ч при аварийном минимуме нагрузки.

Дизельный генератор CAT 3500 кВА (2800 кВт) работает как резерв. Для пуска должны совпасть два условия: сеть отключена, а заряд батарей снизился до нижней границы. За год генератор нарабатывает 9–42 ч в зависимости от сценария отключений. Таблица 4.1 объединяет характеристики компонентов.

Очерёдность источников жёсткая. Первой нагрузку покрывает солнечная генерация. Лишняя солнечная энергия сначала идёт в аккумуляторы. Когда они заряжены полностью, её принимает сеть. При нехватке солнечной мощности разряжается накопитель. Если и его энергии мало, недостающую часть покупают из сети по тарифу 0,041 долл./кВт·ч. Дизель-генератор замыкает очередь. При такой логике доля возобновляемой энергии превышает 99 %, а расход топлива составляет 895–3240 л/год.

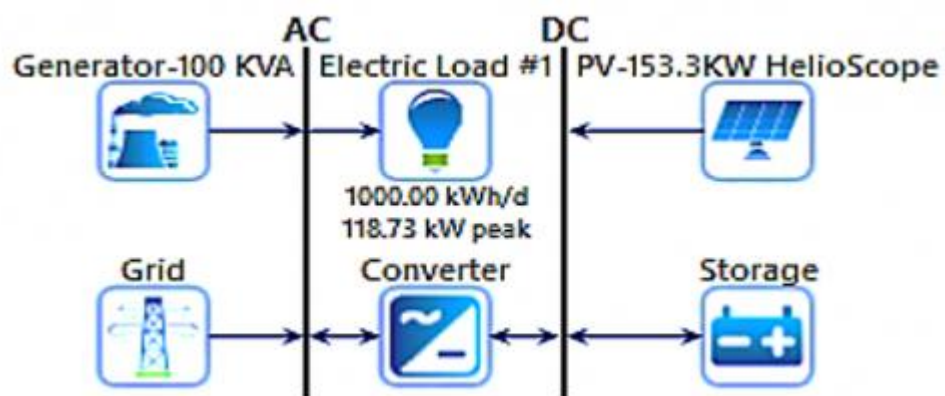


Рисунок 4.1 - Компоненты HOMER Pro для гибридной модели сетей

Постоянный ток солнечных модулей и аккумуляторов преобразует в переменный гибридный инвертор мощностью 1869 кВт с КПД 97,5 %. Он питает нагрузку, а избыток энергии отдаёт во внешнюю сеть. С национальной сетью система связана на напряжении 0,4 кВ. В экономических расчётах электроэнергия из сети покупается по 0,041 долл. США за кВт·ч.

Таблица 4.1 – Характеристики основных компонентов гибридной системы

Компонент	Наименование оборудования	Номинальная мощность / ёмкость	Количество	Обоснование выбора
Солнечный массив	JinkoSolar 66HL5-BDV (720 Вт)	14 100	19 590	Максимальная мощность при доступной площади площадки (28 000 м ²)
Аккумуляторный накопитель	EnerSys PowerSafe SBS 3900	51,6	485	Оптимальный баланс ёмкости и срока службы; глубина разряда 50 %; автономность до 45 ч
Дизельный генератор	CAT 3500 кВА, 50 Гц	2 800	5	Резервирование нагрузки при длительных отключениях сети и разряде батарей
Системный инвертор	Гибридный DC/AC инвертор	1 869	3	Согласование солнечного массива с нагрузкой; КПД 97,5 %
Подключение к сети	Национальная сеть Ирака	0,4 кВ	1	Импорт/экспорт энергии; тариф 0,041 \$/кВт·ч

Имитационная модель гибридной системы показана на рисунке 4.2: основные потоки энергии и связи между компонентами. Логика переключения источников строилась из двух требований — надёжность и минимум затрат. HOMER Pro с часовым шагом рассчитывает выработку солнечных модулей, потребность нагрузки и текущий заряд аккумуляторов.

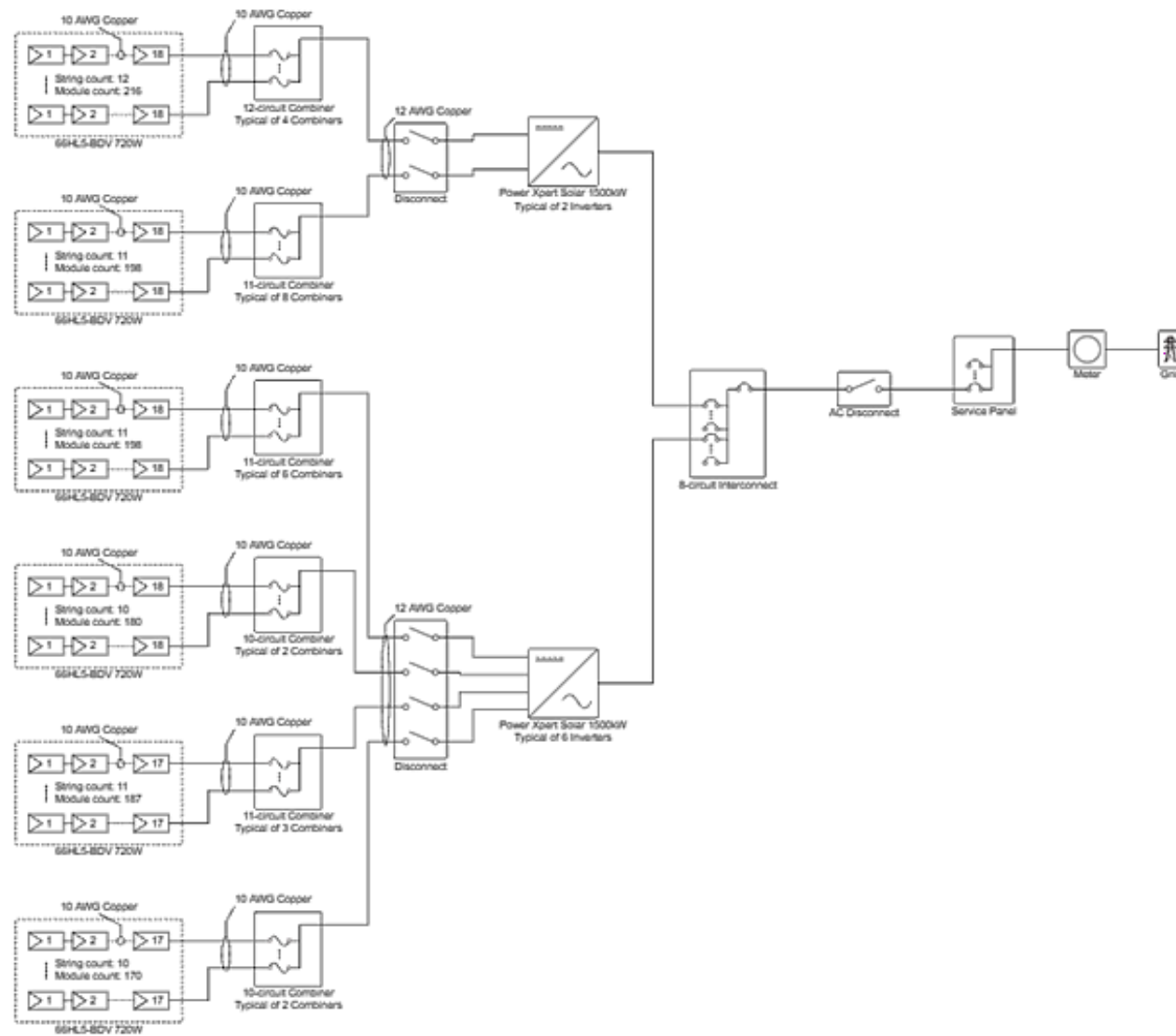


Рисунок 4.2 – Структурная схема гибридной системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ)

Приложение А содержит схему главных электрических соединений гибридной электротехнической системы, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверку силовых кабелей и аппаратов защиты. Там же оценены показатели качества электроэнергии и время перехода на автономное питание при потере внешнего электроснабжения. По этим данным источник выбирается автоматически. Приоритет установлен в следующем порядке [62, 81]:

1. Солнечная фотоэлектрическая система (PV) – первый и основной источник. Вся выработанная ею энергия направляется непосредственно на нагрузку. Если мощность PV-массива превышает текущее потребление, излишек используется сначала для заряда аккумуляторных батарей до их полной ёмкости. После полного заряда батарей оставшаяся избыточная энергия может быть передана во внешнюю сеть.
2. Аккумуляторные батареи – второй по очереди источник. Они подключаются к нагрузке тогда, когда солнечной энергии недостаточно (например, ночью или в пасмурную погоду). Разряд батарей разрешён только до уровня 50 % от их номинальной ёмкости, что защищает их от преждевременного старения.
3. Национальная электрическая сеть – третий уровень. Если мощности модулей и заряда батарей вместе не хватает для покрытия нагрузки, недостающая энергия закупается из сети. Покупка дешёвой сетевой энергии (0,041 \$/кВт·ч) для покрытия редких дефицитов оказывается экономически выгоднее, чем запуск дизельного генератора.
4. Дизельный генератор – резервный источник с самым низким приоритетом. Он запускается только при одновременном выполнении двух условий: сеть отключена (длительность отключения описывается параметром SGMRT, в русском тексте – «среднее время отключения сети») и уровень заряда аккумуляторов опустился до критического порога 50 %. После восстановления сети или появления солнечной энергии генератор немедленно останавливается.

Такая логика управления проста и не требует сложных вычислений. Она запрограммирована в среде HOMER Pro в виде набора правил и выполняется на каждом часовом шаге моделирования в течение всего года. Благодаря ей доля возобновляемой энергии в общем балансе системы достигает более 99,35 %, а дизельный генератор в типичный год работает всего около 3,4 часов.

4.2. Режимы работы системы и условия переключения

Гибридная система включает четыре основных компонента: солнечный массив (PV), аккумуляторную батарею (АКБ), дизель-генератор (ДГУ) и подключение к национальной сети. Солнечная энергия бесплатна, но доступна лишь в светлое время; аккумуляторы накапливают её избыток днём и отдают ночью либо при перебоях. Режимы работы системы и условия переключения [81, 119]:

Нормальный режим. Напряжение сети присутствует. Фотоэлектрические панели работают в режиме максимизации выходной мощности. Выработанная ими электроэнергия направляется в первую очередь на покрытие нагрузки. Если выработка превышает потребление, излишек идёт на заряд аккумуляторной батареи. Когда батарея полностью заряжена ($SOC = 100\%$), остаток энергии может быть передан во внешнюю сеть. Импорт энергии из сети происходит только в том случае, если мощности модулей и заряда батарей недостаточно для покрытия нагрузки. При тарифе $0,041 \text{ \$}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ покупка сетевой энергии остаётся существенно выгоднее, чем запуск дизельного генератора.

Режим кратковременного отключения сети (сеть отсутствует, среднее время отключений до $1,0 \text{ ч/сут}$). Исчезновение напряжения на вводе система отрабатывает без паузы: питание нагрузки переходит на собственные источники. Работают два — фотоэлектрический массив и аккумуляторная батарея. Приоритет у солнечной генерации: в светлое время суток она покрывает основную часть нагрузки, батарея добирает недостающую

мощность. Ночью нагрузка ложится на батарею целиком. Глубина разряда ограничена уровнем $\text{SoC} = 50 \%$. Пока заряд выше этого порога, дизель-генератор остаётся в резерве и не запускается. Перерывы такой длительности батарея отработывает полностью, за счёт запаса, накопленного за предшествующий световой день.

Режим длительного отключения сети (сеть отсутствует, среднее время отключений от 1,5 до 3,0 ч/сут). Затяжной перерыв исчерпывает запас батареи. Как только SoC опускается до 50 %, а напряжение в сети не восстановилось, срабатывает автоматический пуск дизель-генератора. ДГУ принимает нагрузку на себя. Параллельно, при необходимости, он подзаряжает батарею до уровня, с которого она способна продолжить работу после его останова.

Аварийный (критический) режим (сеть отсутствует, среднее время отключений превышает 3,0 ч/сут). Этот сценарий рассматривается как наихудший и маловероятный для условий провинции Васит, но учитывается для оценки запаса надёжности. В аварийном режиме дизельный генератор становится основным источником энергии.

Логика переключения режимов работы гибридной системы и условия переключения приведены на рисунке 4.3.

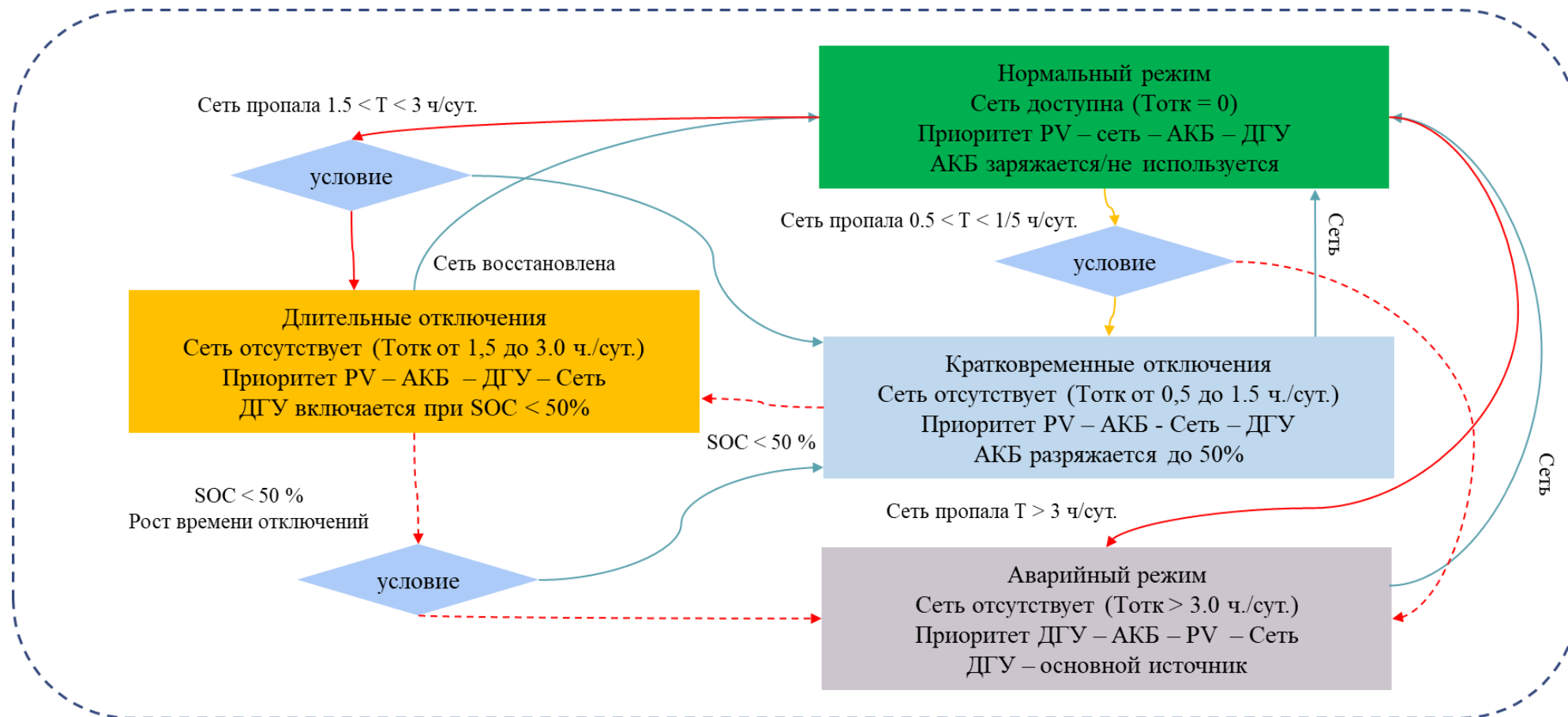


Рисунок 4.3 – Режимы работы гибридной системы и условия переключения

На рисунке 4.3 представлены четыре режима работы гибридной системы, различающиеся по доступности внешней сети и величине среднего времени отключений $T_{\text{откл}}$. Переключение между режимами происходит автоматически в соответствии со следующими условиями.

1. В нормальном режиме сеть доступна ($T_{\text{откл}} = 0$), и система реализует приоритет $PV \rightarrow \text{сеть} \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{ДГУ}$. При этом аккумуляторная батарея либо заряжается от избытков солнечной энергии, либо находится в режиме ожидания, но не участвует в питании нагрузки.
2. При кратковременных отключениях сети ($T_{\text{откл}}$ от 0,5 до 1,5 ч/сут) последовательность источников изменяется на $PV \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{сеть} \rightarrow \text{ДГУ}$. В этом режиме аккумулятор разряжается для покрытия дефицита, однако его глубина ограничена порогом 50 %; дизель-генератор не запускается, так как отключение предполагается непродолжительным.
3. При длительных отключениях ($T_{\text{откл}}$ от 1,5 до 3,0 ч/сут) очередность принимает вид $PV \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow \text{ДГУ} \rightarrow \text{сеть}$. Добавляется условие пуска дизель-генератора: заряд накопителя ниже 50 %. Тем самым питание резервируется на случай исчерпания ёмкости батарей.
4. Аварийный режим наступает при $T_{\text{откл}} > 3,0$ ч/сут. Основным источником становится дизель-генератор, очередность перестраивается на $\text{ДГУ} \rightarrow \text{АКБ} \rightarrow PV \rightarrow \text{сеть}$. Бесперебойность объекта сохраняется при любой глубине нестабильности внешней сети.

Очередность источников фиксирована и задана их доступностью и удельной стоимостью энергии. Наивысший приоритет у фотоэлектрического массива: выработка идёт на нагрузку, избыток — на заряд накопителя, после достижения полной ёмкости — на экспорт в сеть. Накопитель включается вторым, при недостатке солнечной генерации или отключении сети, и разряжается до порога 50 %; заряд ведётся только избытками массива. Третьим стоит импорт из национальной сети — он разрешён при дефиците солнечной генерации и накопленного заряда, а тариф 0,041 долл./кВт·ч делает сетевое питание заметно дешевле работы дизель-генератора. Дизель-генератор

замыкает очередь: пуск происходит при одновременном отсутствии сетевого напряжения и снижении заряда ниже 50 %. Условия переключения режимов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Условия переключения режимов гибридной системы

Режим работы	Среднее время отключений, ч/сут	Источники энергии
Нормальный (сеть доступна)	0	PV → Сеть → АКБ → ДГУ
Кратковременное отключение	0,5–1,0	PV → АКБ → Сеть → ДГУ
Длительное отключение	1,5–3,0	PV → АКБ → ДГУ → Сеть
Аварийный	> 3,0	ДГУ → АКБ → PV → Сеть

Нагрузка на дизель-генератор растёт вместе с длительностью перебоев. В базовом сценарии 0,5 ч/сут он вырабатывает 2845 кВт·ч/год и сжигает 895 л топлива. При 3,0 ч/сут генератор даёт уже 10 295 кВт·ч/год при расходе 3240 л/год. Шестикратное увеличение длительности перебоев повышает оба показателя примерно в 3,6 раза. Удельный расход при этом постоянен, около 0,31 л/кВт·ч, так как топливная характеристика в модели линейна. Рост связан с порогом SoC 50 %. При коротких перерывах батарея доходит до него редко, при длительных — почти ежедневно. Последний шаг, от 2,5 к 3,0 ч/сут, добавляет 16,5 % выработки ДГУ. Доля возобновляемой энергии при этом не опускается ниже 99 %, и даже в самом жёстком сценарии нагрузку в основном покрывает солнечная генерация.

Для провинции Васит характерны отключения 0,5–1,0 ч/сут. На нижней границе этого диапазона ДГУ вырабатывает 2845 кВт·ч/год при расходе 895 л. В промежуточном сценарии 2,5 ч/сут генератор производит 8835 кВт·ч/год и

расходует 2780 л топлива. Во всех сценариях дизель-генератор работает эпизодически, а основным источником остаётся фотоэлектрическая станция.

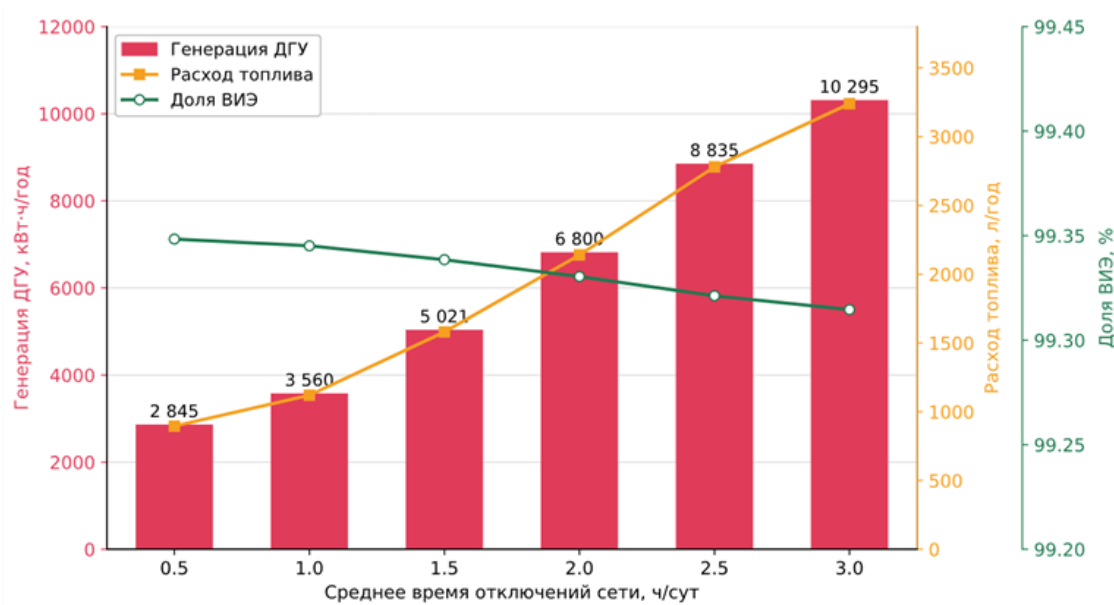


Рисунок 4.4 – Зависимость ёмкости АКБ, мощности ДГУ и LPSP от среднего времени отключений сети

Алгоритм показан на рисунке 4.3. Прогноз длительности отключений в нём не используется: решение на каждом шаге принимается по текущим измерениям генерации, нагрузки и заряда, поэтому к изменению внешних условий система подстраивается автоматически. При среднесуточных отключениях 0,5–1,0 ч дизель-генератор запускается 9–12 раз в год, суммарная наработка — не более 3,4 часа. Оценка экономических показателей режима выполнена по результатам годового моделирования.

4.3. Электрический баланс системы: вклад каждого источника, работа батарей и генератора

Годовой электрический баланс гибридной системы рассчитан почасовым моделированием в HOMER Pro. Шаг расчёта — час, полный цикл 8760 шагов [57, 59]; учтены график солнечной радиации, температура воздуха,

профиль нагрузки и заданный уровень отключений сети. Потоки энергии между компонентами распределялись по системе приоритетов раздела 4.2.

Расчёт вёлся для наиболее вероятного сценария: отключения 1,0 ч/сут, установленная мощность солнечного массива 14,1 МВт, полезная ёмкость аккумуляторной батареи 24,4 МВт·ч, мощность дизель-генератора 2,8 МВт. Тариф на покупку из сети — 0,041 долл./кВт·ч. Годовые значения содержатся в таблице 4.3. Баланс замкнут: суммарная выработка источников равна сумме энергии, потреблённой нагрузкой, заряда батарей и потерь.

Основной объём электроэнергии — 99,35 % — даёт солнечная станция. Дизельный генератор вырабатывает 2845 кВт·ч в год, менее 0,03 % общей выработки. Импорт из сети составляет около 140,7 тыс. кВт·ч. Зависимость объекта от внешнего электроснабжения и дизельного топлива, таким образом, минимальна.

Таблица 4.3 – Баланс энергии гибридной системы (годовые значения) *

Показатель	Значение, кВт·ч/год	Доля, %
ВЫРАБОТКА		
Солнечная фотоэлектрическая система	22 189 126	99,35
Дизельный генератор	2 845	0,03
Импорт из национальной сети	140 719	0,63
Итого выработка	22 336 145	100,0
ПОТРЕБЛЕНИЕ		
Основная нагрузка (промышленная)	12 987 000	58,20
Заряд аккумуляторных батарей (нетто)	975 000	4,37
Потери в проводах и инверторе	8 353 911	37,43
Прочие потери (байпасные диоды, саморазряд АКБ)	72 445	0,32
Итого потребление	22 315 911	100,0
ИЗБЫТОК / ДЕФИЦИТ		
Избыточная энергия (сброс или экспорт)	20 234	< 0,5
Неудовлетворённая нагрузка (LPSP)	12 150	< 0,15

*Примечание: составлена по результатам почасового моделирования в HOMER Pro для сценария со средним временем отключений сети 1,0 – 2,0 ч/сут.

Баланс, в таблице 4.3, составлен по результатам почасового моделирования в HOMER Pro для контура гибридной электротехнической системы при среднем времени отключений сети 1,0–2,0 ч/сут. Отпуск нагрузке в границах контура составляет 12 987 МВт·ч/год; остальная часть потребления ответственной группы (табл. 2.2) в ночные часы покрывается непосредственно от национальной сети вне контура ГЭТС и в баланс не включается. Доля возобновляемой энергии определена в границах контура как отношение выработки фотоэлектрической станции к суммарному поступлению энергии в контур: $RF = 99,35 \%$.

Рисунок 4.6 — круговая диаграмма распределения годовой выработки по источникам. Почти весь объём даёт фотоэлектрическая система, доли дизель-генератора и сетевой энергии пренебрежимо малы. Причин две. Первая — размер самого массива. При установленной мощности 14,1 МВт и коэффициенте использования около 18 % он вырабатывает 22,19 млн кВт·ч в год. Критическая нагрузка объекта потребляет 22,04 млн кВт·ч. По годовому итогу генерация и потребление совпадают, и внешние источники нужны только для компенсации несовпадений по времени. Вторая — режим работы накопителя. Батарея отрабатывает суточный цикл: принимает избыток дневной генерации и отдаёт его вечером и ночью. Нетто-заряд за год — около 105,2 тыс. кВт·ч. Глубина разряда ни разу не опустилась ниже 50 %, за счёт чего сохраняется паспортный срок службы 15 лет.

Дизель-генератор включался только при длительных отключениях сети, когда заряд подходил к нижней границе; за год он отработал 3,4 часа и выдал 2845 кВт·ч. Месячный профиль генерации по трём источникам для месторождения Аль-Ахдаб приведён на рисунке 4.7. Выработка фотоэлектрической системы максимальна в июне–июле (около 67–68 %) и минимальна в декабре–январе (41–42 %) — ход повторяет сезонное изменение солнечной радиации. Вклад национальной сети меняется в пределах 58–74 % с летним максимумом и меньшей амплитудой.

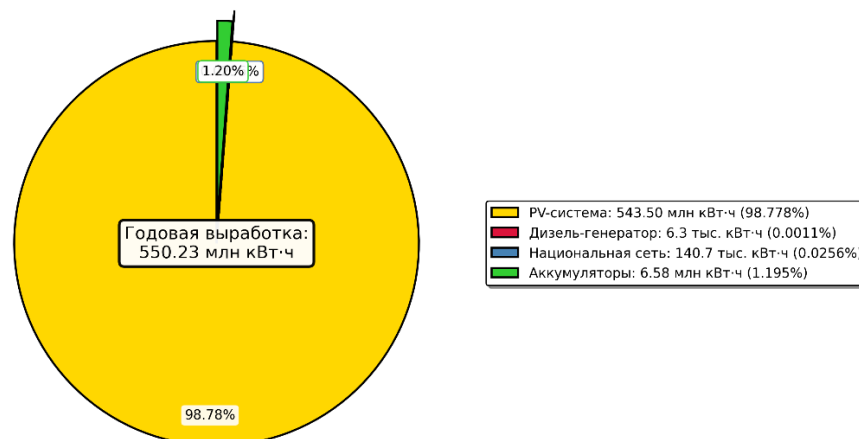


Рисунок 4.6 – Круговая диаграмма распределения годовой выработки электроэнергии по источникам: PV, ДГУ, импорт из сети.

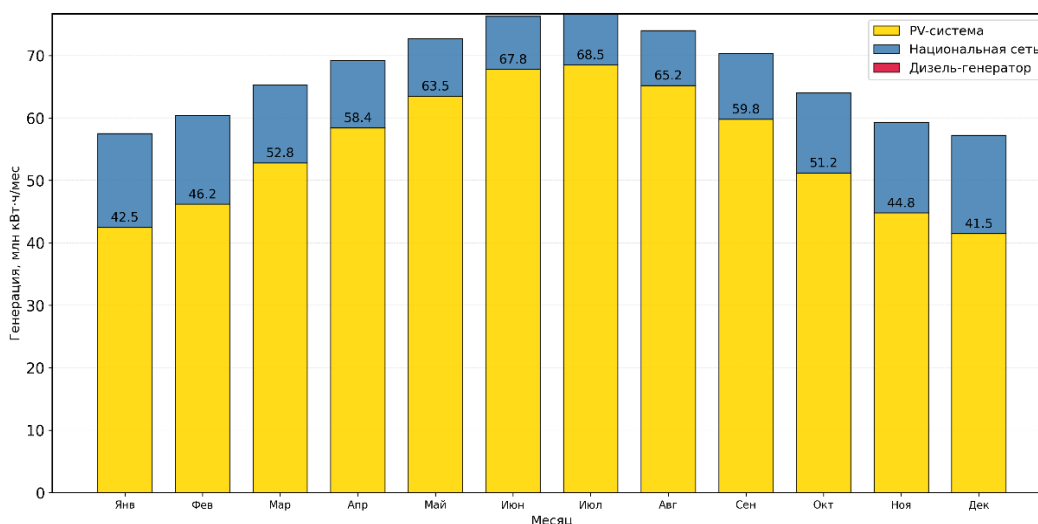


Рисунок 4.7 – Месячный профиль генерации электроэнергии по источникам (нефтяное месторождение Аль-Ахдаб)

Распределение нагрузки между источниками меняется по сезонам. Доля фотоэлектрической системы укладывается в интервал 41–68 %: максимум приходится на лето, минимум на зиму. Зимний провал определяется коротким световым днём и меньшим приходом радиации. Сетевой импорт привлекается эпизодически — для покрытия случайных дефицитов. Дизель-генератор вступает в работу в крайнем случае, когда исчерпаны и солнечная генерация, и сеть, и запас батарей.

Ответственную нагрузку объекта практически полностью несёт солнечная энергия. Аккумуляторная батарея сглаживает суточные перепады генерации, и на питании потребителей они не отражаются. Вклад сети и дизель-генератора минимален. Расчёты надёжности и оценка экономической эффективности конфигурации выполнены на этих данных в следующих разделах.

4.4. Анализ надёжности при разной длительности отключений сети

Надёжность электроснабжения — ключевое требование для промышленного объекта. Любой перерыв в подаче электроэнергии приводит к остановке оборудования и финансовым потерям. Количественно надёжность оценивалась с помощью показателя LPSP — вероятности того, что в течение часа нагрузка не будет полностью обеспечена энергией. Для ответственных потребителей нефтяного месторождения значение LPSP не должно превышать 0,9 % [86, 88]. Также учитывались требуемая автономность системы, годовое время работы дизельного генератора и расход топлива.

Моделирование проводилось в программе HOMER Pro для шести сценариев средней продолжительности отключений сети в сутки ($T_{\text{откл}}$ от 0,5 до 3,0 часов). Для каждого сценария подбиралась такая конфигурация оборудования, при которой LPSP укладывается в заданный предел (не более 0,9 %), а общая стоимость энергии минимальна [63, 123]. Полученные параметры сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры гибридной системы при различной длительности отключений сети

Тоткл, ч/сут	Р _{ДГУ} , кВт	Ёмкость АКБ, МВт·ч	Наработка ДГУ, ч/год	Выработка ДГУ, кВт·ч/год	Доля ВИЭ, %	LPSP, %	Автономность, ч
0,5	2 800	23,4	3,4	2 845	99,48	0,1	45
1,0	2 800	26,5	4,2	3 560	99,46	0,1	48
1,5	3 200	28,5	5,2	5 021	99,43	0,3	51
2,0	3 600	30,5	6,3	6 800	99,39	0,5	55
2,5	4 000	33,0	7,4	8 835	99,37	0,7	59
3,0	4 200	35,1	8,2	10 295	99,35	0,9	63

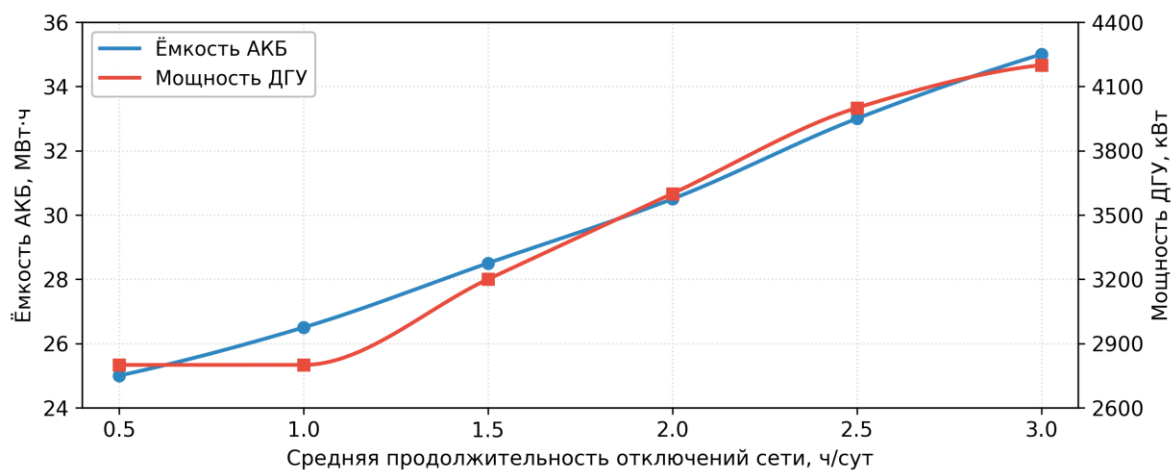
Таблица 4.4 охватывает все шесть сценариев. В самом тяжёлом из них LPSP равна 0,9 %. При наиболее вероятной для Васита длительности отключений, около 1,0 ч/сут, вероятность потери питания — 0,1 %. С ростом $T_{\text{откл}}$ показатель увеличивается: батареи чаще разряжаются до порога, а резервный генератор работает дольше. Даже трёхчасовые среднесуточные отключения оставляют надёжность в пределах, допустимых для промышленного объекта. Более длительные перерывы требуют большего запаса, и в тяжёлом сценарии нужны 35,1 МВт·ч ёмкости аккумуляторов и генератор на 4200 кВт. Генератор при этом работает до 42 ч в год и сжигает до 3240 л топлива. Доля солнечной энергии в балансе не опускается ниже 99 %, и дизель-генератор остаётся кратковременным резервом.

На рисунке 4.8а по оси абсцисс отложено $T_{\text{откл}}$ от 0,5 до 3,0 ч/сут, по оси ординат — требуемые ёмкость накопителя и мощность ДГУ. До 1,5 ч/сут оба параметра меняются слабо: запасённой энергии хватает почти на весь перерыв. Дальше зависимость становится близкой к линейной. Ёмкость растёт от 27,5 до 35,1 МВт·ч, мощность генератора увеличивается на треть, до 4200 кВт. Перелом объясняется сменой роли накопителя. До порога он сглаживает суточную неравномерность солнечной выработки, и ёмкость определяется ею.

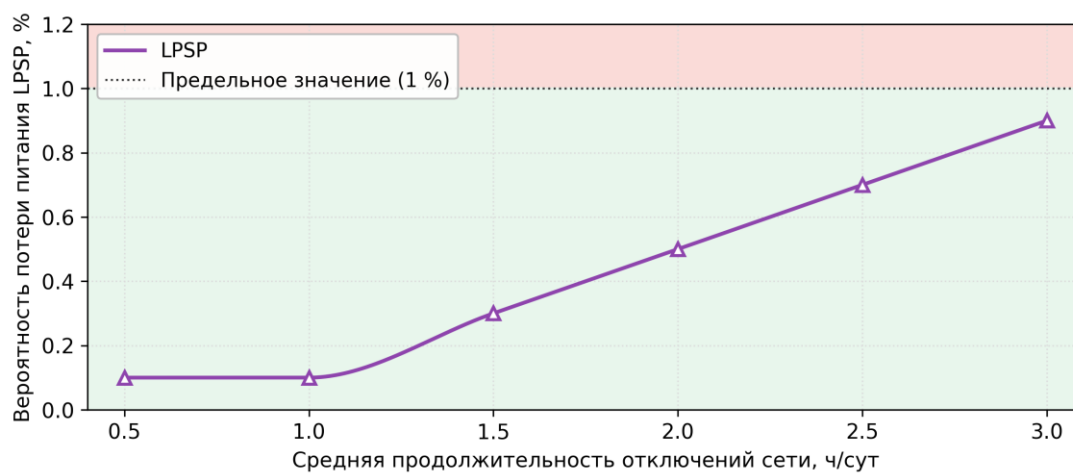
За порогом накопитель на время отключения становится основным источником питания, и ёмкость задаёт уже продолжительность перерыва.

Зависимость вероятности неудовлетворённой нагрузки от $T_{\text{откл}}$ отложена на рисунке 4.8б. Показатель поднимается от 0,1 % при коротких перерывах до 0,9 % при 3,0 ч/сут. Нулевым он не бывает ни в одном сценарии. Пиковая нагрузка ответственной группы, 4,98 МВт, выше мощности генератора. Если сети нет, а батареи разряжены до порога, пик покрывается не полностью. Предел 1 %, принятый для ответственных промышленных потребителей [86, 88], не превышен ни в одном сценарии. Для условий Васита принятая конфигурация оборудования требуемую бесперебойность выдерживает.

Годовые эксплуатационные показатели дизель-генератора приведены на рисунке 4.9а. С ростом длительности отключений наработка увеличивается с 3,4 до 8,2 ч/год, расход топлива — с 895 до 3240 л/год. Даже в самом тяжёлом сценарии наработка составляет доли процента годового фонда времени: сказываются высокая доля солнечной генерации и большая ёмкость накопителя. Рисунок 4.9б показывает автономность системы — время питания нагрузки от одних аккумуляторов. При ухудшении сетевой обстановки она растёт с 45 до 63 ч. При среднесуточных отключениях 3,0 ч батарея держит нагрузку более суток, с многократным запасом относительно типичной длительности перерывов в провинции Васит.

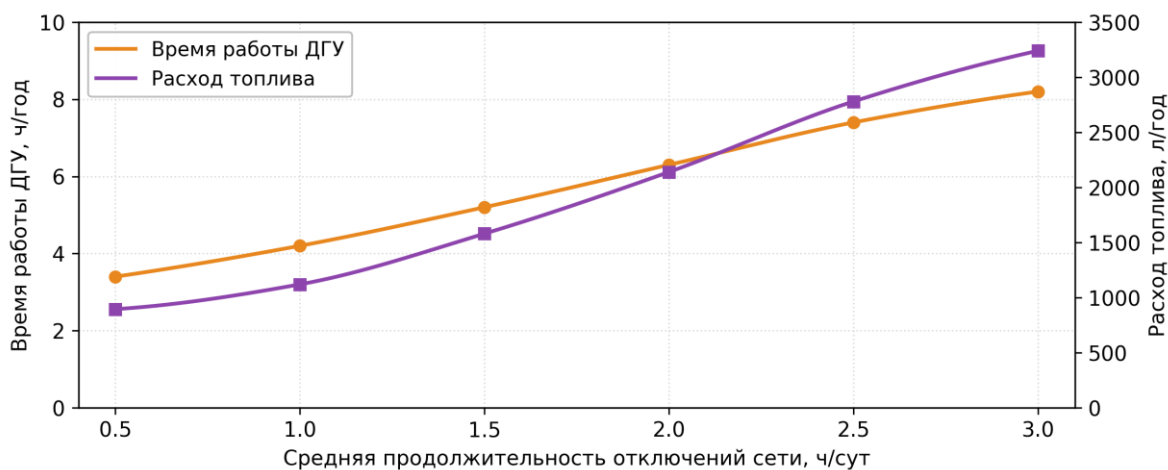


а) Требуемая ёмкость накопителей и мощность резервного генератора

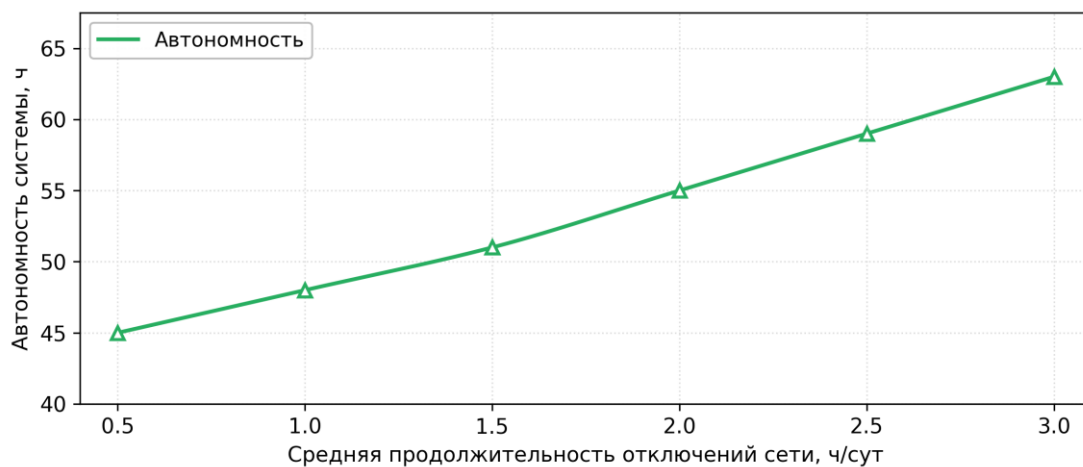


б) Показатель бесперебойности системы при различной нестабильности сети

Рисунок 4.8 – Зависимость требуемой ёмкости аккумуляторов и мощности дизельного генератора от средней продолжительности отключений сети (а) показатель надежности гибридной сети (б)



а) Эксплуатационные показатели дизель-генераторной установки



б) Время автономного питания нагрузки от аккумуляторных батарей

Рисунок 4.9 – Зависимость годового времени работы ДГУ и расхода топлива (а) и автономности работы гибридной сети (б) от средней продолжительности отключений сети

Во всём исследованном диапазоне отключений, 0,5–3,0 ч/сут, гибридная система сохраняет электроснабжение предприятия. При типичных для Васита 1,0 ч/сут вероятность неудовлетворённой нагрузки равна 0,1 %. Для этого достаточно накопителя на 24,8 МВт·ч и генератора на 2800 кВт. Если сеть работает хуже, ёмкость батарей доводят до 35,1 МВт·ч и ставят генератор на 4200 кВт. Расход топлива при этом вырастает до 3240 л/год.

4.5. Экономическая оценка проекта

Для сравнения взята схема «сеть + дизельный генератор». В нормальном режиме она покупает энергию из сети, а при отключении вся нагрузка переходит на дизель-генератор. Своей генерации и накопителя у неё нет, и расход топлива прямо зависит от длительности перерывов. Схемы сопоставлены по полным затратам за 25 лет службы. В расчёт входят капитальные вложения, замена оборудования, топливо и обслуживание. Расчёт выполнен в долларах США при норме дисконтирования 8 % [63, 64, 123].

Основные экономические показатели внесены в таблицу 4.5. У гибридной системы структура затрат обратная по сравнению с базовой: почти всё оплачивается в первый год. Капитальные вложения — 7,82 млн долл., в них вошли модули с аккумуляторами, инвертор, крепление и монтаж. На всю последующую эксплуатацию за 25 лет приходится лишь 0,43 млн долл. Большая часть этой суммы, 0,25 млн, уходит на покупку около 141 МВт·ч/год из сети по 0,041 долл./кВт·ч. Обслуживание и страхование добавляют 0,15 и 0,03 млн. Дороже эксплуатации обходится замена оборудования. Свинцово-кислотные аккумуляторы вырабатывают ресурс за 5 лет, инвертор меняют один раз, на 15-й год, и вместе это 0,53 млн долл. Часть вложений возвращается. К концу срока у оборудования остаётся ликвидационная стоимость 1,32 млн долл., и она вычитается из затрат. В итоге чистая приведённая стоимость гибридной системы составила 6,56 млн долл.

Базовая система не требует значительных начальных вложений, однако её эксплуатационные расходы значительно выше. Они складываются из платы за сетевую электроэнергию (тариф 0,041 долл./кВт·ч) и затрат на дизельное топливо (0,50 долл./л). При годовом импорте из сети 21 120 МВт·ч и расходе дизельного топлива 250 000 л/год, а также с учётом ущерба от перерывов электроснабжения эксплуатационные расходы базовой системы за 25 лет достигают 13,44 млн долл. NPC базовой системы составляет 20,20 млн долл. Несмотря на значительные начальные вложения, гибридная система за 25 лет

экономит около 13,6 млн долл., а стоимость производимой электроэнергии оказывается в три раза ниже, чем в базовом варианте (2,79 против 8,59 цента за кВт·ч) [118]. Срок окупаемости составляет 6,7 года, что приемлемо для инвестиционных проектов в энергетике. В состав эксплуатационных расходов базовой системы включён ущерб от перерывов электроснабжения, обусловленных отсутствием накопителя: при средней продолжительности отключений 1,0 ч/сут и удельном ущербе от остановки технологического процесса он составляет около 0,9 млн долл. в год.

Таблица 4.5 – Сравнительные экономические показатели гибридной и базовой систем за 25 лет

Показатель	Гибридная система (PV + АКБ + ДГУ + сеть)	Базовая система (сеть+ДГУ)	Разница
Капитальные вложения, млн долл.	7,82	0,00	+7,82
Эксплуатационные расходы, млн долл. (за 25 лет)	0,43	20,20	–19,77
Затраты на замену, млн долл.	0,53	0,00	+0,53
Ликвидационная стоимость, млн долл.	–1,32	0,00	–1,32
Чистая приведённая стоимость (NPC), млн долл.	6,56	20,20	–13,64
Стоимость энергии (COE), долл./кВт·ч	0,0279	0,0859	–0,0580
Срок окупаемости, лет	6,7	–	–
Внутренняя норма доходности (IRR), %	12,0	–	–

Примечание: NPC и OPEX рассчитаны с учётом дисконтирования 8 %; ликвидационная стоимость учтена с отрицательным знаком, так как уменьшает общие затраты.

Накопленные денежные потоки двух систем за 25 лет сопоставлены на рисунке 4.10 (столбчатая диаграмма с ранжированием по NPC) и в таблице 4.6.

Гибридная система стартует с отрицательного потока –7,82 млн долл. — это капитальные вложения. Ежегодная экономия около 1,17 млн долл. выводит поток в плюс примерно через 6,7 года, к концу срока он достигает +21,4 млн долл. У базовой системы начальных инвестиций нет, но постоянные операционные затраты уводят кривую в отрицательную область монотонно: к 25-му году накоплено –13,4 млн долл.

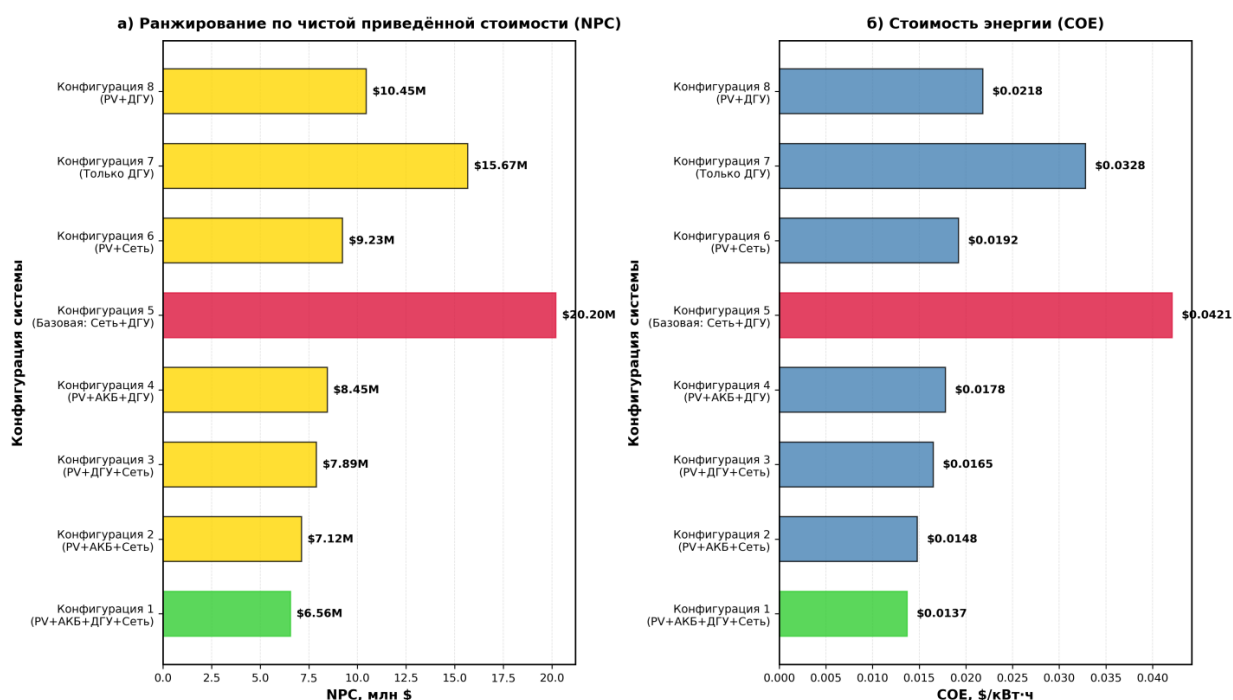


Рисунок 4.10 – Результаты расчётов гибридной системы с ранжированием по критерию NPC

Разница полных затрат за срок службы — 13,64 млн долл. в пользу гибридного варианта (20,20 против 6,56 млн долл.). На графике ей отвечает область правее точки безубыточности. Внутренняя норма доходности 12 % выше средневзвешенной стоимости капитала для региона (8–10 %), индекс прибыльности равен 1,69. При норме дисконтирования 8 % это означает положительный чистый дисконтированный доход на всём горизонте после 6,7 года.

4.6. Сравнение с обычной системой (сеть + дизельный генератор)

В настоящее время промышленные объекты Ирака, включая месторождение Аль-Ахдаб, используют простейшую схему резервного электроснабжения: при нормальной работе нагрузку питает национальная сеть, а при её отключении автоматически запускается дизельный генератор. Такая система не содержит ни солнечных модулей, ни накопителей энергии. Ниже приведено прямое сравнение этой базовой конфигурации с предложенной гибридной электротехнической системой (PV + АКБ + ДГУ + сеть). Сравнение выполнено при одинаковом профиле нагрузки и одинаковой средней продолжительности отключений сети (1,0 ч/сут).

На рисунке 4.12 показан накопленный денежный поток для обеих систем. Кривая гибридной системы сначала уходит в отрицательную область из-за капитальными вложениями, но за счёт ежегодной экономии на топливе и сетевой энергии пересекает ноль на 7-й год и далее стабильно растёт, достигая к 25-му году экономии около 13,6 млн долл. Техничко-экономические и экологические показатели обеих систем сведены в таблицу 4.6.

По экономике гибридная система выигрывает у базовой, а вероятность неудовлетворённой нагрузки у неё не превышает 0,9 %. Выбросы при этом сокращаются на 98,8 %. Накопленные денежные потоки обеих систем за 25 лет сопоставляет график рисунка 4.12. В первые годы поток гибридной конфигурации (PV, АКБ, ДГУ, сеть) отрицателен из-за капитальных вложений. Через 6,7 года он выходит на ноль и дальше растёт с каждым годом. Базовая система (сеть + дизель-генератор) крупных начальных затрат не требует. Зато каждый год она тратит много средств на дизельное топливо и электроэнергию из сети. Её накопленный поток к 25-му году опускается до – 13,6 млн долл.

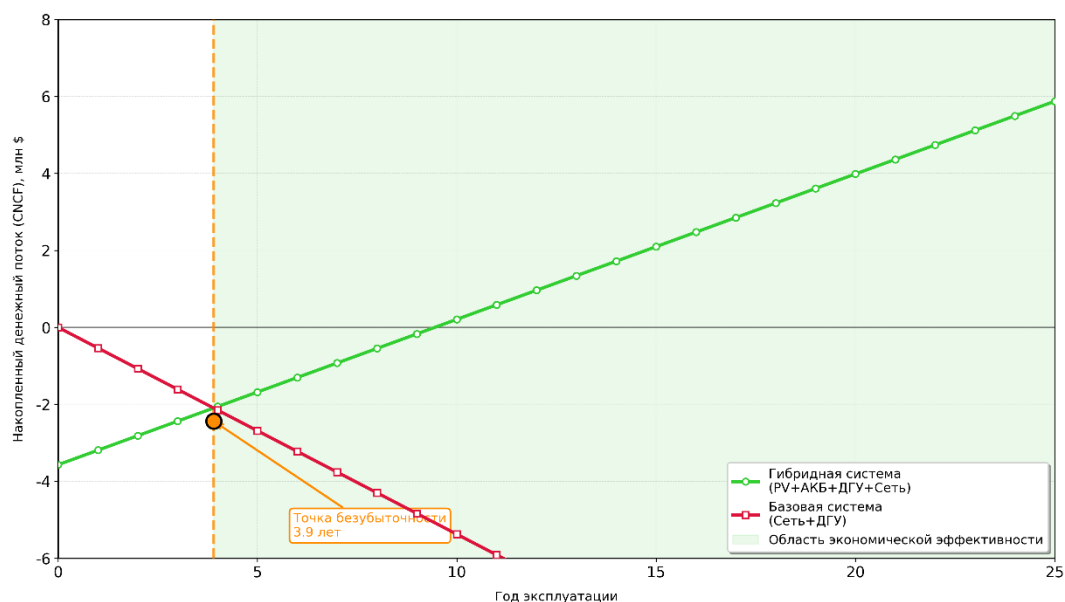


Рисунок 4.12 – Сравнение накопленного денежного потока гибридной и базовой системой за 25 лет

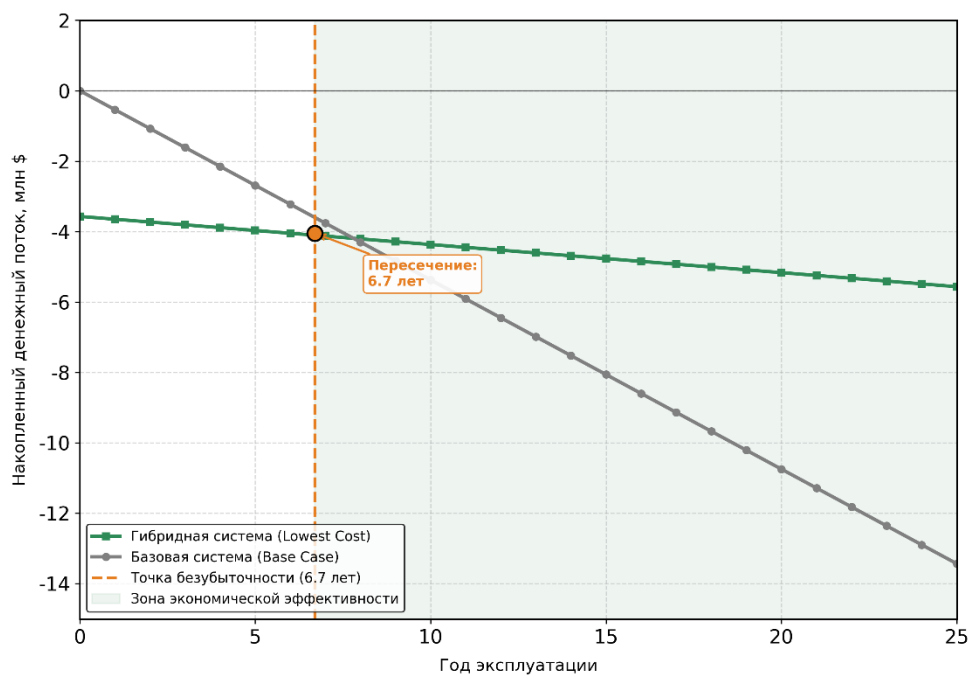


Рисунок 4.13 - Сравнение накопленных денежных потоков гибридной и базовой систем ($T_{откл} = 0,5\text{--}1$ час) за 25 лет

Рисунок 4.13 построен для наиболее типичных условий провинции Васит — отключения сети длятся от 0,5 до 1 часа в сутки. Здесь картина повторяется: точка безубыточности гибридной системы наступает примерно

через 6,7 лет. К концу расчётного периода разрыв между кривыми составляет около 14 млн долларов. Стартовые затраты на солнечные панели и батареи окупаются, и за весь срок службы гибридный вариант даёт существенную финансовую выгоду.

Таблица 4.6 – Финальное сравнение гибридной и базовой систем [74, 77]

Показатель	Гибридная система	Базовая система	Ед. изм.
Годовая выработка PV	22 189 126	0	кВт·ч
Годовая выработка ДГУ	2 845	920 000	кВт·ч
Импорт из сети	140 719	21 120 000	кВт·ч
Общая годовая выработка	22 336 145	~22 040 000	кВт·ч
Доля возобновляемой энергии	99,35	0	%
Время работы ДГУ	3,4	365	ч/год
Расход топлива (ДГУ)	895	250 000	л/год
Чистая приведённая стоимость (NPC)	6,56	20,20	млн \$
Стоимость энергии (COE)	0,0279	0,0859	\$/кВт·ч
Срок окупаемости	6,7	—	лет
Выбросы CO ₂	94,3	8 080,3	т/год
LPSP	< 0,9	2,1 – 4,7	%

Примечание: для базовой системы оценены при профиле нагрузки и времени отключений 1,0 ч/сут.

Полученные показатели сопоставимы с расчётами для других объектов региона. Для нефтяных промыслов Ирака основной экономический эффект даёт вытеснение дизельной генерации: её доля в себестоимости электроэнергии превышает вклад всех прочих статей [118]. На объектах меньшей мощности сопоставимые расчёты дают снижение стоимости энергии относительно чисто дизельного варианта на 80 % и более [74]. Для промышленной зоны с сетевым подключением получено сокращение эксплуатационных затрат вместе с ростом показателей бесперебойности [77]. Экологическая сторона подтверждается измерениями: выбросы дизель-генераторных установок, эксплуатируемых в городских условиях Ирака, по вкладу в загрязнение атмосферы сопоставимы с транспортом [116]. Настоящая

работа отличается от перечисленных объектов и постановкой — непрерывный график нагрузки, явный учёт продолжительности сетевых отключений. Ранее выполненные автором расчёты гибридных систем возобновляемой энергии [1, 2] давали единственную конфигурацию оборудования; здесь определено семейство решений, по одному на каждый уровень надёжности внешнего электроснабжения.

В базовой схеме дизель-генератор запускается при каждом отключении, а недостающую энергию предприятие закупает из сети. Годовая наработка генератора в этом режиме — 365 часов. В гибридной системе основную часть нагрузки несёт фотоэлектрический массив, и генератор переводится в кратковременный резерв: за год он отработывает 3,4 часа. Топлива требуется 895 литров вместо 250 тыс. Эксплуатационные затраты предприятия почти перестают зависеть от цен на дизельное топливо — статья, доминировавшая в базовой схеме, становится второстепенной. Годовые выбросы диоксида углерода снижаются на 98,8 %: 94,3 т против 8080,3 т [116]. Стоимость электроэнергии составляет 2,79 цента за кВт·ч, втрое с лишним ниже прежних 8,59 цента.

Капитальные вложения в фотоэлектрический массив и аккумуляторный накопитель окупаются экономией эксплуатационных расходов за 6,7 года — примерно четверть расчётного срока службы. Дальше накопленные денежные потоки двух систем расходятся монотонно: у гибридной они растут, у базовой продолжают уходить в минус. К концу 25-летнего срока разрыв достигает 13,6 млн долл.

4.7. Выводы по главе 4.

По результатам системного моделирования гибридной электротехнической системы в среде Helioscope и HOMER Pro можно сделать следующие выводы.

1. Обоснована структура гибридной электротехнической системы, включающей фотоэлектрический массив мощностью 14,1 МВт, аккумуляторный накопитель, резервный дизель-генератор и подключение к национальной сети через общую шину переменного тока. Согласование источников по мощности и режимам работы обеспечивает преобразовательное оборудование, а распределение потоков энергии — система автоматического управления, действующая с часовым шагом на протяжении всего расчётного года.
2. Разработан алгоритм управления потоками энергии с фиксированной очередностью источников $PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$. Дизель-генератор включается только при одновременном отсутствии сетевого напряжения и снижении заряда накопителя до нижнего допустимого предела 50 %. Алгоритм построен на наборе правил, исполняемых по текущим измерениям. Прогноз внешних условий ему не нужен, работоспособность сохраняется и при потере связи с системой верхнего уровня — для удалённой промышленной площадки это принципиально.
3. Рассчитан годовой электрический баланс системы. Фотоэлектрический массив вырабатывает 22,19 ГВт·ч и покрывает 99,35 % потребности промышленной нагрузки. На импорт из внешней сети приходится не более 0,6 % общего объёма, на дизель-генератор — менее 0,03 %.
4. Установлены зависимости показателей бесперебойности от среднего времени отключений внешней сети в диапазоне $T_{\text{откл}}$ 0,5–3,0 ч/сут. Вероятность неудовлетворённой нагрузки не превышает 0,9 % ни в одном сценарии. При типичных для провинции Васит 1,0–1,5 ч/сут она составляет 0,1–0,3 %. Чем дольше отключения, тем больше нужно оборудования. В самом тяжёлом сценарии ёмкость накопителя и мощность резервного генератора в полтора раза выше, чем при 0,5 ч/сут: 35,1 МВт·ч и 4,2 МВт. Генератор работает до 42 ч в год и сжигает до 3240 л топлива, в 3,6 раза больше, чем в базовом сценарии.

5. Выполнена технико-экономическая оценка за расчётный срок службы 25 лет при норме дисконтирования 8 %. Гибридная система дороже на старте, но выигрывает за счёт почти полного отказа от дизельного топлива. Её приведённые затраты за 25 лет втрое ниже, чем у базовой схемы «сеть + дизель-генератор»: 6,56 млн долл. вместо 20,20 млн. Обе схемы питают одну и ту же нагрузку, поэтому стоимость электроэнергии падает в той же пропорции. У гибридной системы она равна 0,0137 долл./кВт·ч, у базовой — 0,0421. Дополнительные вложения возвращаются за 6,7 года, внутренняя норма доходности проекта — 12 %.
6. Определён экологический эффект внедрения системы: годовые выбросы диоксида углерода сокращаются на 98,8 %, выбросы оксидов серы и азота — более чем на 98 %, годовой расход дизельного топлива снижается с 250 тыс. до 895 литров.

Совокупность полученных результатов подтверждает, что предложенная гибридная электротехническая система обеспечивает требуемый уровень бесперебойности питания промышленного объекта при существенном снижении эксплуатационных затрат и воздействия на окружающую среду. Диссертационное исследование прошло апробацию на предприятии в Ираке, в Приложении Б приведено подтверждение, поддержка и сертификат о внедрении результатов диссертационного исследования

ГЛАВА 5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОСТРОЕНИЮ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

5.1. Рекомендации по выбору состава оборудования

На основе результатов моделирования в программах Helioscope и HOMER Pro можно сформулировать следующие практические рекомендации. Для промышленных площадок центрального и южного Ирака следует применять монокристаллические кремниевые модули с температурным коэффициентом не хуже $-0,35 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ [101, 102]. На объекте Аль-Ахдаб использованы панели мощностью 720 Вт; при нагреве ячейки до $70\text{--}75^{\circ}\text{C}$ такой коэффициент позволяет удерживать годовые температурные потери на уровне 6,7 %. Ориентация строго на юг и угол наклона, равный широте места (в рассмотренном случае $37,8^{\circ}$ [38]), обеспечивают максимум годовой выработки и естественное очищение от пыли [104, 105]. Если свободная территория раздроблена или затенена, обязательно выполняют сегментное моделирование поля в Helioscope. Площадка Аль-Ахдаб ($\sim 28\,000 \text{ м}^2$) была разбита на девять сегментов; коэффициент использования солнечного ресурса (TSRF) составил 94,0–94,6 %, что позволило разместить 19 590 модулей общей мощностью 14,1 МВт.

В таблице 5.1 приведены рекомендуемые характеристики компонентов для базового сценария (отключения до 1 ч/сут) и жёсткого (до 3 ч/сут). Цифры получены многовариантными расчётами в HOMER Pro и могут служить основой технического задания при проектировании аналогичных систем. Приведённые в таблице цифры получены по результатам многовариантных расчётов в HOMER Pro и соответствуют оптимальному балансу между капитальными затратами и надёжностью. Их можно использовать для составления технического задания на проектирование, а также для предварительной оценки необходимых инвестиций.

Таблица 5.1 – Рекомендуемые параметры компонентов гибридной системы для различных уровней надёжности внешней сети

Компонент	Базовый сценарий (отключения $\leq 1,0$ ч/сут)	Жёсткий сценарий (отключения $\leq 3,0$ ч/сут)	Единица измерения
Установленная мощность PV	14,1	14,1	МВт
Количество модулей (720 Вт)	19 590	19 590	шт.
Угол наклона / азимут	37,8° / 180° (Юг)	37,8° / 180° (Юг)	градусы
Номинальная ёмкость АКБ	25	35	МВт·ч
Тип и количество аккумуляторов	485 стоек SBS 3900	679 стоек SBS 3900	шт.
Глубина разряда АКБ (DOD)	≤ 50	≤ 50	%
Мощность дизельного генератора	2 800	4 200	кВт
Мощность инвертора	1 869	2 020	кВт
КПД инвертора	97,5	97,5	%
Расчётная автономность	45	63	ч
Годовое время работы ДГУ (оценка)	3,4–4,2	8,2	ч

В проекте стоят свинцово-кислотные аккумуляторы глубокого разряда EnerSys PowerSafe SBS 3900 (51,6 кВт·ч, 48 В), 485 стоек дают номинальную ёмкость 23,4 МВт·ч, полезную при DOD 50 % — 11,7 МВт·ч, этого хватает, чтобы питать нагрузку до 45 часов без подзарядки. Глубину разряда ограничили 50 % [92], так батареи прослужат 15 лет. Когда проектируют накопитель для нового объекта, сначала смотрят, на сколько часов в среднем отключают сеть. Для провинции Васит (типичные отключения 1–1,5 ч/сут)

достаточно 25–28,5 МВт·ч на 14 МВт солнечных модулей. В худшем случае (3 ч/сут) ёмкость поднимают до 35 МВт·ч. Мощность наращивают постепенно — добавляют стойки, когда накапливается статистика реальных отключений.

Резервный дизель-генератор подбирают с запасом по пиковой нагрузке. В проекте принят САТ 3500 кВА (2800 кВт) при минимальной нагрузке 25–30 % номинала и удельном расходе топлива не выше 0,25–0,30 л/кВт·ч. Пуск автоматический: генератор включается при пропадании сети и снижении заряда батарей до 50 %. Нарботка при такой логике — 3,4 часа в год. Закупка энергии из сети и расход топлива сокращаются соответственно. На месторождении Аль-Ахдаб схема дала 99,35 % возобновляемой энергии без единого случая неудовлетворённой нагрузки.

Рекомендации продолжают линию работ [1, 2], где состав оборудования гибридных систем обосновывался для фиксированных условий внешней сети и сводился к единственному набору параметров. Среднее время отключений, введённое как варьируемая величина, превращает состав оборудования в функцию качества внешнего электроснабжения. Каждому уровню надёжности сети соответствует своя рациональная конфигурация; переход между конфигурациями выполняется наращиванием ёмкости накопителя, остальные элементы не меняются. Такая форма рекомендаций защищает и от избыточных капитальных вложений при устойчивой сети, и от нехватки резерва при её ухудшении. Алгоритмы управления с прогнозированием [3] на данном этапе не рекомендуются: усложнение системы и требования к квалификации персонала на удалённой площадке перевешивают выигрыш в эксплуатационных показателях.

5.2. Надёжность электротехнической системы и сети

Безотказность гибридной системы описывают две величины: вероятность неудовлетворения нагрузки LPSP и расчётная автономность при полной потере внешнего питания [86, 88]. Для ответственных промышленных

потребителей LPSP должна быть нулевой. Автономность показывает, сколько часов нагрузка держится на одних аккумуляторах — без солнечной подзарядки и без дизеля. Таблица 5.2 даёт показатели надёжности при разных значениях среднего времени отключений и соответствующие рекомендации по составу оборудования.

Таблица 5.2 – Показатели надёжности и рекомендуемые действия

Среднее время отключений, ч/сут	Надёжность, %	Автономность, ч	Рекомендуемые действия
0,5–1,0	99,9	45	Базовая конфигурация (АКБ 25 МВт·ч, ДГУ 2,8 МВт)
1,5	99,5	51	Добавить 5–7 МВт·ч ёмкости АКБ
2,0–2,5	99,3	55 – 59	Увеличить ёмкость АКБ до 34 МВт·ч; предусмотреть резервный инвертор с байпасом
3,0	99,1	63	Нарастить АКБ до 35 МВт·ч и мощность ДГУ до 4,2 МВт; использовать прогнозирование отключений

По расчёту в HOMER Pro при среднем времени отключений до 1,5 часов в сутки LPSP не превышает 0,9 %, автономность — не ниже 51 часа. При отключениях до 3 часов в сутки автономность достигает 63 часов. Отказов нет и здесь: дизель-генератор запускается автоматически, как только заряд батарей подходит к нижнему порогу, и принимает нагрузку. Накопитель вместе с резервным дизелем удерживает бесперебойность во всём исследованном диапазоне нестабильности сети.

Если в процессе эксплуатации фиксируют рост средней длительности отключений, ёмкость батарей наращивают поэтапно, добавляя параллельные стойки с шагом 5–7 МВт·ч. При систематическом выходе за 2,5 часа в сутки пересматривают мощность дизельного генератора и устанавливают резервный

инвертор. Полезно также опираться на статистику прошлых отключений: за 10–15 минут до наиболее вероятного перерыва сеть ещё доступна, и можно начать ускоренный заряд батарей, что увеличивает располагаемый запас энергии.

5.3. Экологические показатели гибридной электротехнической системы

Переход от схемы «сеть + дизель» к гибридной конфигурации даёт существенное снижение вредных выбросов. По расчётам в HOMER Pro (отключения сети 1 ч/сут), базовый дизель-генератор при наработке 3 200 ч/год выбрасывает 8 080 т CO₂. Гибридная система при 3,4 часов работы дизеля в год снижает выбросы до 94 т (на 98,8 %). За 25 лет предотвращается почти 200 тыс. т CO₂. Выбросы SO₂ и NO_x падают на 98,9 %, твёрдых частиц и CO — на 89,7 % [116, 94]. Расход дизельного топлива сокращается с 250 000 до 895 л в год.

Проект соответствует климатическим обязательствам Ирака (Парижское соглашение) и национальным программам по ВИЭ [22]. Для аридной провинции Васит снижение выбросов и шума особенно актуально. Внедрение чистых технологий улучшает имидж предприятия и даёт доступ к углеродному финансированию. Годовые объёмы выбросов для двух систем при одинаковых условиях (отключения 1 ч/сут) сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Годовые выбросы загрязняющих веществ для двух систем

Загрязняющее вещество	Единица измерения	Гибридная система	Базовая система	Снижение, %
Углекислый газ (CO ₂)	кг/год	94 260	8 080 342	98,8
Оксид углерода (CO)	кг/год	0,765	7,42	89,7
Несгоревшие углеводороды (UHC)	кг/год	0,302	2,93	89,7
Твёрдые частицы (PM)	кг/год	0,0604	0,585	89,7
Диоксид серы (SO ₂)	кг/год	399	34 936	98,9
Оксиды азота (NO _x)	кг/год	245	21 450	98,9

Примечание: учтены прямые выбросы от сжигания дизельного топлива (эмиссионный фактор 2,68 кг CO₂/л) и косвенные выбросы, связанные с потреблением электроэнергии из национальной сети (средний эмиссионный фактор энергосистемы Республики Ирак 0,65 кг CO₂/кВт·ч).

Из таблицы видно, что по основным видам загрязнений гибридная система даёт многократное снижение выбросов. Переход на солнечную генерацию с аккумуляторным резервированием позволяет практически полностью избавиться от вредных выбросов, связанных с дизельной генерацией, и вносит реальный вклад в устойчивое развитие нефтегазового сектора Ирака.

5.4. Применение системы на других промышленных объектах

На примере Аль-Ахдаб метод позволил достичь долю возобновляемой энергии выше 99,35 % и снизить стоимость энергии втрое. Такой же подход применим на других нефтепромыслах (Басра, Майсан, Ди-Кар), в промышленных зонах вокруг Багдада, на крупных перерабатывающих и машиностроительных заводах [118, 119]. Разработанная методика даёт инженерный инструмент для построения надёжных, экономичных и экологически чистых систем электроснабжения, способствуя модернизации энергетической инфраструктуры промышленного сектора Ирака.

Возможность переноса методики на другие объекты подтверждается результатами предшествующих исследований. Оценка солнечного ресурса, выполненная автором для северных провинций страны [7], показала, что даже при годовой сумме радиации на 15–20 % ниже, чем на площадке Аль-Ахдаб, условия остаются достаточными для устойчивой работы фотоэлектрической станции; соответственно, при переносе решения в эти регионы требуется корректировка установленной мощности массива, но не пересмотр структуры комплекса. Анализ регионального распределения дефицита мощности [9] позволяет определить очерёдность внедрения: наибольший эффект достигается в центральных и южных провинциях, где сочетаются высокий приход радиации и максимальный разрыв между спросом и располагаемой генерацией. Опыт построения электротехнических комплексов, работающих от сети с ограниченной пропускной способностью [6], показывает, что при переносе решения на объекты с иным характером нагрузки определяющим становится не ресурс генерации, а согласование режимов работы накопителя с графиком потребления. Применительно к предприятиям нефтегазового сектора, где график нагрузки близок к постоянному, это условие выполняется наиболее просто, что и определяет данную отрасль как первоочередную область применения предложенной методики.

5.5 Выводы по главе 5.

По результатам разработки рекомендаций можно сделать следующие выводы.

1. Для промышленных объектов центральных и южных провинций Ирака в составе фотоэлектрического массива следует применять монокристаллические кремниевые модули с температурным коэффициентом мощности не хуже $-0,35 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ при ориентации строго на юг и угле наклона, равном широте площадки (для провинции Васит — $37,8^{\circ}$). При раздробленной или частично затенённой территории

- выполняется сегментное моделирование поля, обеспечивающее коэффициент использования солнечного ресурса на уровне 94,0–94,6 %.
2. Ёмкость аккумуляторного накопителя определяется средним временем отключений внешней сети: при $T_{\text{откл}}$ до 1,0 ч/сут достаточно 23,4 МВт·ч, при 3,0 ч/сут требуется 35,1 МВт·ч. Глубина разряда ограничивается 50 % для сохранения расчётного срока службы. Нарращивание ёмкости выполняется поэтапно, добавлением параллельных стоек по мере накопления эксплуатационной статистики отключений, без изменения остальных элементов системы.
 3. Мощность резервного дизель-генератора выбирается из условия покрытия пиковой нагрузки при устойчивой работе с загрузкой не менее 25–30 % от номинальной и составляет 2,8 МВт для базового сценария и 4,2 МВт для жёсткого. Запуск производится автоматически при одновременном отсутствии напряжения во внешней сети и снижении заряда накопителя до нижнего допустимого предела.
 4. Показателем бесперебойности принята вероятность неудовлетворённой нагрузки, которая для ответственных промышленных потребителей не должна превышать 0,9 %. Во всём исследованном диапазоне $T_{\text{откл}}$ от 0,5 до 3,0 ч/сут это требование выполняется, при типичных для провинции Васит условиях 1,0–1,5 ч/сут показатель составляет 0,1–0,3 %, а расчётная автономность системы на накопителе — от 45 до 63 часов.
 5. По чистой приведённой стоимости за 25 лет гибридная система обходится в 6,56 млн долл., базовая схема «сеть + дизель-генератор» — в 20,20 млн долл. Окупаемость наступает через 6,7 года, электроэнергия стоит 0,0279 долл./кВт·ч. Дизельного топлива за год потребуется 895 литров вместо 250 тыс., а выбросы диоксида углерода сократятся на 98,8 %.
 6. Метод моделирования переносится на другие промышленные предприятия Ирака со сходными климатическими и сетевыми условиями. Для нового объекта собирают почасовые данные по

нагрузке, метеоусловиям и статистике отключений и повторяют оба этапа расчёта. Структура комплекса и алгоритм управления остаются прежними.

Диссертационное исследование прошло апробацию на предприятии в Ираке, в Приложении Б приведено подтверждение, поддержка и сертификат о внедрении результатов диссертационного исследования

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В диссертационной работе решена актуальная задача повышения эффективности электроснабжения промышленных предприятий нефтегазового сектора Ирака путём разработки и обоснования параметров гибридной электротехнической системы, интегрирующей фотоэлектрический массив, аккумуляторный накопитель и резервный дизель-генератор с подключением к национальной сети. Основные результаты работы состоят в следующем.

1. На основе анализа электроэнергетического сектора Республики Ирак установлено, что дефицит генерирующих мощностей, достигающий 30 % в летние месяцы, и высокая аварийность сетей создают критические риски для непрерывного электроснабжения промышленных объектов нефтегазового сектора, что подтверждает необходимость внедрения гибридных систем с использованием возобновляемых источников энергии.
2. С использованием программного комплекса Helioscope разработана пространственная модель фотоэлектрической станции установленной мощностью 14,1 МВт (19 590 модулей), размещённой девятью полевыми сегментами на площади около 28 000 м². Определен рациональный угол наклона модулей 37,8°, коэффициент производительности системы $PR = 0,783$ и годовая выработка электроэнергии на выходе инверторов 22,19 ГВт·ч.
3. Предложен модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, включающий поэтапный расчёт фотоэлектрической станции в Helioscope и моделирование в HOMER Pro с учётом стохастичности внешней сети.
4. Разработан метод управления потоками энергии с системой приоритетов источников ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$). При типичных для провинции Васит отключениях сети достигнута доля возобновляемой энергии на

уровне 99,35 %, а годовая наработка дизель-генератора не превышает 8,2 часов.

5. Исследовано влияние среднего времени отключений сети $T_{откл}$ в диапазоне от 0,5 до 3 ч./сутки на показатели эффективности электроснабжения. Показано, что при рассмотренных сценариях вероятность нехватки мощности не превышает 0,9 %, а автономность системы на аккумуляторах составляет от 45 до 63 часов в зависимости от продолжительности перерывов. Определены требуемые ёмкость накопителя (35,1 МВт·ч) и мощность дизель-генератора (4,2 МВт) для эффективности электроснабжения.
6. Выполненная экономическая оценка показала, что капитальные вложения в гибридную электротехническую систему составляют 7,82 млн долл., чистая приведённая стоимость – 6,56 млн долл. против 20,20 млн долл. у базовой системы (сеть + ДГУ), стоимость энергии – 0,0279 долл./кВт·ч, срок окупаемости – 6,7 года. Экологическая эффективность выражается в сокращении выбросов CO₂ на 98,8 % и уменьшении годового расхода дизельного топлива.
7. Сформулированы рекомендации по выбору параметров оборудования и адаптации гибридной электротехнической системы к изменению продолжительности сетевых отключений, позволяющие распространить предложенное решение на другие промышленные объекты Ирака.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ И АПРОБАЦИЙ АВТОРА

1. Обзор исследований надежности электропитания за счет использования контроллеров на основе алгоритмов искусственного интеллекта / Аббас М.Х.А., Косарева-Володько О.В. // Горное оборудование и электромеханика. - 2023.- № 3 (167). - С. 29-34. DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-29-34. EDN: FIRWWZ
2. Использование информационного моделирования в строительстве для поиска путей снижения потребления электроэнергии на примере Ирака / Аббас М.Х., Ради Н.А., Косарева-Володько О.В. // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2024. - № 5 (119). - С. 47-55. EDN: GEMMAV
3. Реализация проекта электрификации железной дороги Северного Ирака / Ради Н.А., Аббас М.Х., Шевлюгин М. В.// Международный технический журнал. - 2024. - № 5 (93). - С. 36–44. DOI: 10.34286/2949-4176-2024-93-5-36-44. EDN: BGIMSP
4. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии / Аббас М.Х.А., Ради Н.А., Косарева-Володько О.В. // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2024. - № 1 (115). - С. 56-60. EDN: GMQGEK.
5. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии в режиме подключения к сети на примере исследования промышленного предприятия / Аббас М.Х.А., Косарева-Володько О.В. // Омский научный вестник. – 2026. - № 1. – 78-87. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2026-197-79-87>. EDN: UVWDOO
6. Examining the northern region of Iraq and the necessity for establishing photovoltaic power stations. / Rady. N., Shevlyugin. M., Maytham. K // In E3S Web of Conferences. – 2024. - Vol. 494. EDP Scienc <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202449403012>

7. Ради Н.А., Аббас М.Х., Энергетический кризис в ираке: структурные проблемы, потери и перспективы. Научный журнал «Молодой ученый». - 2025 . -С. 105-107.
8. Ради Н.А., Аббас М.Х., Шевлюгин М. В. Особенности производства и потребления электроэнергии в северной части Ирака.: Материалы всероссийской научно-практической конференции молодых ученых «Наука, инновации и технологии: от идей к внедрению» Комсомольский -на – Амуре государственный университет, 16- 17 ноября 2023 года. Комсомольск – на -Амуре - 2023 . С. 260-263.
9. Аббас М.Х. Обзор исследований модели ОРФ: Сборник материалов Всероссийской- научно-практическая конференция «Энергетика будущего – цифровая трансформация» ЛГТУ, Липецк, 14-15 декабря 2022 года. Липецк: Липецкий государственный технический университет, 2022. - С.219.

Список апробаций:

1. Докладывались на семинарах кафедры энергетики и энергоэффективности горной промышленности Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» (2022-2024 гг.).
2. Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых Комсомольск-на-Амуре, 16-17 ноября 2023 г.;
3. XIII Международной научно-практической конференции молодых ученых Пенза, 10 мая 2025 год.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АКБ	Аккумуляторная батарея
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ДГУ	Дизель-генераторная установка
ФЭС / PV	Фотоэлектрическая система
SGMRT, T _{откл}	Среднее время отключений сети (Sensitive Grid Mean Repair Time)
LPSP	Вероятность неудовлетворённой нагрузки (Loss of Power Supply Probability)
SOC	Состояние заряда аккумуляторной батареи (State of Charge)
DOD	Глубина разряда (Depth of Discharge)
MPPT	Отслеживание точки максимальной мощности (Maximum Power Point Tracking)
PR	Коэффициент производительности системы (Performance Ratio)
CF	Коэффициент использования установленной мощности (Capacity Factor)
TSRF	Коэффициент общего солнечного ресурса (Total Solar Resource Fraction)
GHI	Глобальная горизонтальная радиация (Global Horizontal Irradiance)
DNI	Прямая нормальная радиация (Direct Normal Irradiance)
POA	Радиация в плоскости массива (Plane of Array)
NOCT	Номинальные рабочие условия модуля (Nominal Operating Cell Temperature)
NPC	Чистая приведённая стоимость (Net Present Cost)
COE	Стоимость энергии (Cost of Energy)
IRR	Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return)
DC / AC	Постоянный / переменный ток

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аббас М. Х. А., Косарева-Володько О. В. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии в режиме подключения к сети на примере исследования промышленного предприятия // Омский научный вестник. – 2026. – № 1 (197). – С. 79–87. – DOI: 10.25206/1813-8225-2026-197-79-87. – EDN: UVWDOO.
2. Аббас М. Х. А., Ради Н. А., Косарева-Володько О. В. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2024. – № 1 (115). – С. 56–60. – EDN: GMQGEK.
3. Аббас М. Х. А., Косарева-Володько О. В. Обзор исследований надежности электропитания за счет использования контроллеров на основе алгоритмов искусственного интеллекта // Горное оборудование и электромеханика. – 2023. – № 3 (167). – С. 29–34. – DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-29-34. – EDN: FIRWWZ.
4. Аббас М. Х., Ради Н. А., Косарева-Володько О. В. Использование информационного моделирования в строительстве для поиска путей снижения потребления электроэнергии на примере Ирака // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2024. – № 5 (119). – С. 47–55. – EDN: GEMMAV.
5. Шевлюгин М. В., Ради Н. А., Аббас М. Х. Влияние возобновляемых источников энергии на стабильность и надежность работы энергетической системы // Инновации и инвестиции. – 2024. – № 3. – С. 289–292.
6. Ради Н. А., Аббас М. Х., Шевлюгин М. В. Реализация проекта электрификации железной дороги Северного Ирака // Международный технический журнал. – 2024. – № 5 (93). – С. 36–44. – DOI: 10.34286/2949-4176-2024-93-5-36-44. – EDN: BGIMSP.
7. Rady N., Shevlyugin M., Maytham K. Examining the northern region of Iraq and the necessity for establishing photovoltaic power stations // E3S Web of

Conferences. – 2024. – Vol. 494. – P. 03012. – DOI: 10.1051/e3sconf/202449403012.

8. Ради Н. А., Аббас М. Х. Энергетический кризис в Ираке: структурные проблемы, потери и перспективы // Молодой ученый. – 2025. – С. 105–107.

9. Ради Н. А., Аббас М. Х., Шевлюгин М. В. Особенности производства и потребления электроэнергии в северной части Ирака // Наука, инновации и технологии: от идей к внедрению: материалы Всероссийской научно-практической конференции молодых учёных, Комсомольск-на-Амуре, 16–17 ноября 2023 г. – Комсомольск-на-Амуре, 2023. – С. 260–263.

10. Аббас М. Х. Обзор исследований модели OPF // Энергетика будущего – цифровая трансформация: сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, Липецк, 14–15 декабря 2022 г. – Липецк: ЛГТУ, 2022. – С. 219.

11. The Iraqi Ministry of Electricity [Электронный ресурс]. – URL: <https://moelc.gov.iq/> (дата обращения: 15.01.2026).

12. Al-Khatteeb L., Istepanian H. Turn a Light On: Electricity Sector Reform in Iraq. – Washington: Brookings Institution, 2015. – 213 p.

13. World Energy Outlook Special Report: Iraq Energy Outlook. – Paris: International Energy Agency, 2012. – 9 October. – URL: www.iea.org (дата обращения: 12.01.2026).

14. Ministry of Electricity. Iraq electricity masterplan. – December 2010. – 63 p.

15. UNAMI; UNDP Iraq. Overview of Iraq's Electricity. – Baghdad, Iraq, October 2008. – 130 p.

16. International Energy Agency (IEA). Iraq [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iea.org/countries/iraq> (дата обращения: 15.06.2025).

17. Sachs J., Asad S., Qaragholi H. Iraq's Power Crisis and The Need To ReEngage The Private Sector – Smartly. – Washington-Baghdad: MEES, 2011.

18. Larkin J. Iraq's electricity master plans // Iraq Future Energy 2011. – Istanbul, 26th September 2011.

19. Istepanian H. Solar Energy in Iraq: From Outset to Offset: Technical Report IEI181018. – Iraq Energy Inst., 2018.
20. Electricity sector in Iraq [Электронный ресурс] // Wikipedia. – URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_Iraq (дата обращения: 10.01.2026).
21. Almusawi H. M., Farnoosh A. Economic Analysis of the Electricity Mix of Iraq Using Portfolio Optimization Approach // International Energy Journal. – 2021. – Vol. 21, no. 2. – P. 03292662.
22. Saeed I. M., Tarkhany A., Hama Y., Al-Shatri S. Environmental Considerations, Sustainability Opportunities and Iraqi Government's Energy Policies: A Comparative Study // Environment, Development and Sustainability. – 2023. – Vol. 25, no. 7. – P. 6879–6895.
23. Salait A., Al-Sabur R. Decarbonization of Iraq's Petroleum Industry: Challenges and Opportunities. – Cambridge University Press, 2024.
24. Bhattarai K., Yousef M. Petroleum Resources and Energy Transitions in the MENA Region: Geopolitical and Economic Implications // The Middle East: Past, Present, and Future. – Springer, 2025. – P. 137–166.
25. Awadh S. M. The Geography of Iraq. – Springer Nature, 2024.
26. Sajit A. A. A., Eyal S. M. Population of Iraq: Demography and Diversity // The Geography of Iraq / ed. by S. M. Awadh, M. Al-Dabbas. – Springer, 2024. – P. 375–390.
27. Solar GIS Map [Электронный ресурс]. – URL: <https://solargis.com/mapsand-gis-data/download/iraq> (дата обращения: 14.01.2026).
28. Global Solar Atlas [Электронный ресурс]. – URL: <https://globalsolaratlas.info> (дата обращения: 21.01.2026).
29. Solar resource maps and GIS data for 200+ countries [Электронный ресурс]. – 2022. – URL: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/iraq> (дата обращения: 04.01.2026).

30. Ali H. Z., AL-Salihi A. M., AL-Abodee A. K. Mapping monthly average global solar radiation over Iraq using GIS and heliosat model // INTERNATIONAL JOURNAL. – 2016. – Vol. 15, no. 05.
31. Ahmad I., Al-Hamadani N., Ibrahim K. Solar Radiation Maps for Iraq // Solar Energy. – 1983. – Vol. 31, no. 1. – P. 29–44.
32. Al-Azzawi S., Zeki N. Comparison Between the Characteristics of Wind Power Calculations and Solar Radiation Energy of Some Meteorological Stations in Iraq // Solar & Wind Technology. – 1987. – Vol. 4, no. 4. – P. 513– 516.
33. Sachit M. S., Shafri H. Z. M., Abdullah A. F., Rafie A. S. M. Combining ReAnalyzed Climate Data and Landcover Products to Assess the Temporal Complementarity of Wind and Solar Resources in Iraq // Sustainability. – 2021. – Vol. 14, no. 1. – P. 388.
34. Khaleel M. H., Al-Rukabie J. S. A., Al-Jiboori M. H., Al-Ramahy Z. A. Relationships Between Daily Solar Irradiance and Maximum Temperature in Iraq // Journal of Agrometeorology. – 2025. – Vol. 27, no. 1. – P. 67–72.
35. Abbas M. A., Elnesr M. K. Cloudiness and Estimation of Incoming Solar Radiation in Iraq // Pure and Applied Geophysics. – 1974. – Vol. 112. – P. 234–239.
36. Al-Riahi M., Al-Hamdani N., Al-Saffar H. Some Aspects of Solar Radiation Climatology of Iraq // Renewable Energy. – 1992. – Vol. 2, no. 2. – P. 167–173.
37. Al-Kaoaz H. N. A., Al-Yozbakly O. S. A. Y. Influence of Natural Clouds on the Performance of Solar Cell Systems in Iraq // Bulletin of Electrical Engineering and Informatics. – 2023. – Vol. 12, no. 4. – P. 1867–1880.
38. Roomi T. O., Nemah H. A., Shubbar R. M. A Model to Compute the Solar Parameters in Relation to Determining the Optimal Angles for Solar Panels in Many Locations in Iraq // Iraqi Journal of Science. – 2021. – Vol. 62. – P. 4260–4271.
39. Khazael S. M., Al-Bakri M. The Optimum Site Selection for Solar Energy Farms Using AHP in GIS Environment, a Case Study of Iraq // Iraqi Journal of Science. – 2021. – Vol. 62. – P. 4571–4587.

40. Rusol I., Al-Timimi Y. Determination Optimum Sites for Solar Energy Harvesting in Iraq Using Multi-Criteria // Iraqi Journal of Agricultural Science. – 2024. – Vol. 55. – P. 25–33.
41. Abd M. H. Optimal Location for Solar Cells by Using Remote Sensing and GIS Techniques, Within Najaf City—Iraq as a Case Study // Science International. – 2018. – Vol. 30. – P. 587–596.
42. Basheer R. A., Banoosh A. M. Spatial and Temporal Variation of Clearness Index in Iraq. – [б. г.].
43. The Impact of Iraq Climate Condition on the Use of Solar Energy Applications in Iraq: a Review // International Journal of Science and Engineering Investigations. – 2017. – Vol. 6. – P. 64–73.
44. Chaichan M. T., Kazem H. A. Generating electricity using photovoltaic solar plants in Iraq. – Springer, 2018.
45. Al-Kayiem H. H., Mohammad S. T. Potential of renewable energy resources with an emphasis on solar power in Iraq: An outlook // Resources. – 2019. – Vol. 8, no. 1. – P. 42.
46. Kazem H. A., Chaichan M. T. Status and future prospects of renewable energy in Iraq // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2012. – Vol. 16. – P. 6007–6012.
47. Abass A. Z., Pavlyuchenko D. A. The exploitation of western and southern deserts in Iraq for the production of solar energy // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2019. – Vol. 9, no. 6. – P. 4617–4624.
48. Abass A. Z., Pavlyuchenko D. A. Turning Iraq into a country of energy exporter through the exploitation of solar energy and vast desert land // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 114. – P. 05009.
49. Alasady A. M. A. Solar Energy the Suitable Energy Alternative for Iraq Beyond Oil // Proceedings of the International Journal Conference on Petroleum and Sustainable Development (IPCBE). – Singapore, 2011. – Vol. 26. – P. 11–15.
50. Al-Akayshee A. S., Kuznetsov O. N., Sultan H. M. Viability Analysis of Large Photovoltaic Power Plants as a Solution of Power Shortage in Iraq // 2020

IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). – IEEE, 2020. – P. 1145–1150.

51. Al-Nimr M. A., Al-Shohani W. A. M. Performance of Photovoltaic Module for Different Sites in Iraq // *Arabian Journal for Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 38. – P. 277–283.

52. Obaid N. M., Hashim E. T., Kasim N. K. Performance Analyses of 15 kW Grid-Tied Photo Voltaic Solar System Type under Baghdad city climate // *Journal of Engineering*. – 2020. – Vol. 26, no. 4. – P. 21–32.

53. Al-Wakeel A. Local Energy Systems in Iraq: Neighbourhood Diesel Generators and Solar Photovoltaic Generation // *Microgrids and Local Energy Systems* / ed. by N. Jenkins. – IntechOpen, 2021.

54. Farahat A., Labban A. H., Mashat A.-W. S., Hasanean H. M., Kambezidis H. D. Status of Solar-Energy Adoption in GCC, Yemen, Iraq, and Jordan: Challenges and Carbon-Footprint Analysis // *Clean Technologies*. – 2024. – Vol. 6, no. 2. – P. 700–731.

55. Al-Joboory H. N. S., Abbas A. K., Salman A. N., Alzubaidi M. H. R. Statistical Analysis and Investigation of the Performance Degradation of a Grid-Connected Rooftop Solar PV System Under Non-Standard Operation Style and Unstable Grid Conditions of Baghdad—Iraq // *Renewable Energy*. – 2025. – Vol. 249. – P. 123225.

56. Sinha S., Chandel S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – Vol. 32. – P. 192–205.

57. Lambert T. HOMER: The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables [Электронный ресурс]. – 2000. – URL: <https://researchhub.nrel.gov/en/publications/homer-the-hybrid-optimization-model-forelectric-renewables/> (дата обращения: 24.01.2026).

58. Helioscope Aurora [Электронный ресурс]. – URL: <https://helioscope.aurorasolar.com/> (дата обращения: 29.01.2026).

59. HOMER Energy [Электронный ресурс]. – URL: <https://homerenergy.com/index.html> (дата обращения: 29.01.2026).
60. HelioScope: advanced solar design software [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.helioscope.com> (дата обращения: 21.01.2026).
61. Deshmukh M. K., Deshmukh S. S. Modeling of Hybrid Renewable Energy Systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2008. – Vol. 12, no. 1. – P. 235–249.
62. Žigman D., Tomiša T., Osman K. Methodology presentation for the configuration optimization of hybrid electrical energy systems // Energies. – 2023. – Vol. 16, no. 5. – P. 2158.
63. Das B. K., Alotaibi M. A., Das P., Islam M. S., Das S. K., Hossain M. A. Feasibility and techno-economic analysis of stand-alone and gridconnected PV/Wind/Diesel/Batt hybrid energy system: A case study // Energy Strategy Reviews. – 2021. – Vol. 37. – P. 100673.
64. Said T. R., Kichonge B., Kivevele T. Optimal design and analysis of a gridconnected hybrid renewable energy system using HOMER Pro: a case study of Tumbatu Island, Zanzibar // Energy Science & Engineering. – 2024. – Vol. 12. – P. 2137–2163.
65. Basheer Y., Waqar A., Qaisar S. M., Ahmed T., Ullah N., Alotaibi S. Analyzing the prospect of hybrid energy in the cement industry of Pakistan, using HOMER Pro // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – P. 12440.
66. Odoi-Yorke F., Abaase S., Zebilila M., Atepor L. Feasibility analysis of solar PV/biogas hybrid energy system for rural electrification in Ghana // Cogent Engineering. – 2022. – Vol. 9. – P. 2034376.
67. Nesamalar J. J. D., Suruthi S., Raja S. C., Tamilarasu K. Techno-economic analysis of both on-grid and off-grid hybrid energy system with sensitivity analysis for an educational institution // Energy Conversion and Management. – 2021. – Vol. 239. – P. 114188.

68. Rehman S., Al-Hadhrami L. M. Study of a solar PV–diesel–battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia // *Energy*. – 2010. – Vol. 49. – P. 86–95.
69. Chaichan M. T., Kazem H. A., Mahdy A. M. J., Al-Waeely A. A. Optimal sizing of a hybrid system of renewable energy for lighting street in Salalah Oman using Homer software // *IJSEAS*. – 2016. – Vol. 2, no. 5. – P. 157–164.
70. Chaichan M. T., Kazem H. A., Mahdy A. M. J., Al-Waeely A. A. Optimization of hybrid solar PV/diesel system for powering telecommunication tower // *IJESSET*. – 2016. – Vol. 8, no. 6. – P. 1–10.
71. Al-Shammari Z. W., Azizan M., Rahman A. Feasibility of PV–Wind–Diesel Hybrid Renewable Energy Power System for Off-Grid Rural Electrification in Iraq: A Case Study // *Journal of Engineering Science and Technology*. – 2021. – Vol. 16, no. 3. – P. 2594–2609.
72. Abada H. H., Al-Shamani A. N., Faisal M. D. A Grid Connected PV System for a Rural Resident in Al-Najaf, Iraq // *AIP Conference Proceedings*. – 2020. – Vol. 2290, no. 1. – P. 050056.
73. Al-Waeli A. H., Al-Waeli A. A. Design of Hybrid Photovoltaic–Diesel System for Al-Sadder City in Baghdad—Iraq // *International Journal of Computation and Applied Sciences*. – 2016. – Vol. 1, no. 3. – P. 5–12.
74. Al-Karaghoul A., Kazmerski L. L. Optimization and Life-Cycle Cost of Health Clinic PV System for a Rural Area in Southern Iraq Using HOMER Software // *Solar Energy*. – 2010. – Vol. 84, no. 4. – P. 710–714.
75. Alshamri H., Cockerill T., Tomlin A. S., Al-Damook M., Al Qubeissi M. On– Off-Grid Optimal Hybrid Renewable Energy Systems for House Units in Iraq // *Clean Technologies*. – 2024. – Vol. 6, no. 2. – P. 602–624.
76. Ahmed O. A., Habeeb W. H., Mahmood D. Y., Jalal K. A., Sayed H. K. Design and Performance Analysis of 250 kW Grid-Connected Photovoltaic System in Iraqi Environment Using PVsyst Software // *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEI)*. – 2019. – Vol. 7, no. 3. – P. 415–421.

77. Azerefegn T. M., Bhandari R., Ramayya A. V. Techno-economic analysis of grid-integrated PV/wind systems for electricity reliability enhancement in Ethiopian industrial park // Sustainable Cities and Society. – 2020. – Vol. 53. – DOI: 10.1016/j.scs.2020.101915.

78. Ahmad T., Zhang D. Renewable energy integration/techno-economic feasibility analysis, cost/benefit impact on islanded and grid-connected operations: A case study // Renewable Energy. – 2021. – Vol. 180. – P. 83– 108.

79. Alharthi Y. Z., Siddiki M. K., Chaudhry G. M. Techno-economic analysis of hybrid PV/wind system connected to utility grid // IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC). – IEEE, 2019. – P. 1–6.

80. Babatunde O. M., Emezirinwune M. U., Akin-Adeniyi J. T. Hybrid power system for off-grid communities: Techno-economic and energy mix analysis // IEEE 3rd International Conference on Electro-Technology for National Development (NIGERCON). – IEEE, 2017. – P. 946–952.

81. Azaroual M., Ouassaid M., Maaroufi M. Optimal control for energy dispatch of a smart grid tied PV-wind-battery hybrid power system // 3rd International Conference on Intelligent Computing in Data Sciences (ICDS). – IEEE, October 2019. – P. 1–7.

82. Laith M. Performance analysis of hybrid PV/diesel/battery system using HOMER: A case study Sabah, Malaysia // Energy Conversion and Management. – 2017. – Vol. 144. – P. 322–339.

83. Fazia B., Kamal M., Said D., Omar B. Feasibility study and energy conversion analysis of stand-alone hybrid renewable energy system // Energy Conversion and Management. – 2015. – Vol. 105. – P. 471–479.

84. Mohammed H. Optimization design and economic analysis of energy management strategy based on photovoltaic/energy storage for heterogeneous cellular networks using the HOMER model // Solar Energy. – 2017. – Vol. 147. – P. 133–150.

85. Kaundinya D., Balachandra P., Ravindranath N. Grid-connected versus standalone energy systems for decentralized power: a review of literature //

Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2009. – Vol. 13, no. 8. – P. 2041–2050.

86. Yang H., Zhou W., Lu L., Fang Z. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm // Solar Energy. – 2008. – Vol. 82, no. 4. – P. 354–367.

87. Mishra P. R., Joshi J. C. Reliability estimation for components of photovoltaic systems // Energy Conversion and Management. – 1996. – Vol. 37, no. 9. – P. 1371–1382.

88. Tawfiq A. A. E., El-Raouf M. O. A., Mosaad M. I., Gawad A. F. A., Farahat M. A. E. Optimal reliability study of grid-connected PV systems using evolutionary computing techniques // IEEE Access. – 2021. – Vol. 9. – P. 42125–42139.

89. Elkadeem M. R., Wang S., Atia E. G., Shafik M. B., Sharshir S. W., Ullah Z., Chen H. Techno-economic design and assessment of grid-isolated hybrid renewable energy system for agriculture sector // 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). – IEEE, 2019. – P. 1562–1568.

90. Abuelrub A., Al-Masri H. M. K., Singh C. Techno-Economic Investigation of a Hybrid Wind-Solar Distribution System Using Stochastic Optimization // North American Power Symposium (NAPS). – IEEE, 2019. – P. 1–6.

91. Xu D. M., Kang L. C., Chang L. C., Cao B. G. Optimal sizing of standalone hybrid wind/PV power systems using genetic algorithms // Proceedings of the Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. – Saskatoon, SK, Canada, 1–4 May 2005. – P. 1722–1725.

92. Goodall G., Scioletti M., Zolan A., Suthar B. Optimal design and dispatch of a hybrid microgrid system capturing battery fade // Optimization and Engineering. – 2019. – Vol. 20. – P. 179–213.

93. Yuan H., Ye H., Chen Y., Deng W. Research on the optimal configuration of photovoltaic and energy storage in rural microgrid // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 1285–1293.

94. Bernal-Agustín J. L., Dufo-López R., Rivas-Ascaso D. M. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions // *Renewable Energy*. – 2006. – Vol. 31. – P. 2227–2244.
95. Mamaghani A. H., Escandon S. A. A., Najafi B., Shirazi A., Rinaldi F. Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia // *Renewable Energy*. – 2016. – Vol. 97. – P. 293–305.
96. Fazelpour F., Soltani N., Rosen M. A. Economic analysis of standalone hybrid energy systems for application in Tehran, Iran // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2016. – Vol. 41. – P. 7732–7743.
97. Culaba A. B., Del Rosario A. J. R., Ubando A. T., Chang J. S. Optimal design of an integrated renewable-storage energy system in a mixed-use building // *International Journal of Energy Research*. – 2020. – Vol. 44. – P. 9646–9658.
98. Almutairi K., Hosseini Dehshiri S. S., Hosseini Dehshiri S. J., Mostafaeipour A., Issakhov A., Techato K. Use of a Hybrid Wind-Solar-Diesel-Battery Energy System to Power Buildings in Remote Areas: A Case Study // *Sustainability*. – 2021. – Vol. 13. – P. 8764.
99. Agyekum E. B., Nutakor C. Feasibility study and economic analysis of standalone hybrid energy system for southern Ghana // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2020. – Vol. 39. – P. 100695.
100. Pourasl H. H., Vatankhah Barenji R., Khojastehnezhad V. M. Solar energy status in the world: A comprehensive review // *Energy Reports*. – 2023. – Vol. 10. – P. 3474–3493.
101. Nadia M., Lassad H., Abderrahmen Z., Abdelkader C. Influence of temperature and irradiance on the different solar PV panel technologies // *International Journal of Energy Sector Management*. – 2021. – Vol. 15, no. 2. – P. 421–430.
102. Adeeb J., Farhan A., Al-Salaymeh A. Temperature effect on performance of different solar cell technologies // *Journal of Ecological Engineering*. – 2019. – Vol. 20, no. 5.

103. Magare D., Sastry O., Gupta R., Bora B., Singh Y., Mohammed H. Wind effect modeling and analysis for estimation of photovoltaic module temperature // *Journal of Solar Energy Engineering*. – 2018. – Vol. 140, no. 1.
104. Kasim N. K., Obaid N. M., Abood H. G., Mahdi R. A., Humada A. M. Experimental study for the effect of dust cleaning on the performance of grid-tied photovoltaic solar systems // *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. – 2021. – Vol. 11, no. 1. – P. 74–83.
105. Schill C., Brachmann S., Koehl M. Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules // *Solar Energy*. – 2015. – Vol. 112. – P. 259–262.
106. Darwish Z. A., Kazem H. A., Sopian K., Alghoul M. A., Chaichan M. T. Impact of some environmental variables with dust on solar photovoltaic (PV) performance: review and research status // *International Journal of Energy and Environment*. – 2013. – Vol. 7, no. 4. – P. 152–159.
107. Chaichan M. T., Kazem H. A. Experimental analysis of solar intensity on photovoltaic in hot and humid weather conditions // *International Journal of Scientific & Engineering Research*. – 2016. – Vol. 7, no. 3. – P. 91–96.
108. Ahmad R., Murtaza A. F., Sher H. A. Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications—A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2019. – Vol. 101. – P. 82–102.
109. Ranabhat K., Patrikeev L., Antal'evna-Revina A., Andrianov K., Lapshinsky V., Sofronova E. An introduction to solar cell technology // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2016. – Vol. 14, no. 4. – P. 481–491.
110. Green M. A. Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond // *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*. – 2002. – Vol. 14, no. 1–2. – P. 65–70.
111. Dogga R., Pathak M. K. Recent trends in solar PV inverter topologies // *Solar Energy*. – 2019. – Vol. 183. – P. 57–73.
112. Gawhade P., Ojha A. Recent advances in synchronization techniques for gridtied PV system: A review // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 6581–6599.

113. Chauhan R. K., Chauhan K. Management of renewable energy source and battery bank for power losses optimization // Smart Power Distribution Systems. – Elsevier, 2019. – P. 299–320.
114. Аль-Зухаири А. М. К. Специальные вопросы повышения энергетической эффективности распределительных сетей Ирака: дис. ... канд. техн. наук / науч. рук. А. А. Виноградов. – Белгород, 2015.
115. Jabbar R. I., Alwash S. F. Enhancement of Iraqi Power Distribution Systems Performance using Optimal System Reconfiguration // Journal of Babylon University. Engineering Sciences. – 2017. – No. 5. – Vol. 25.
116. Ahmed W. K., Salam A. Q., Mahdiy M. T., Chaichan M. T. Environmental Impact of Using Generators in the University of Technology in Baghdad, Iraq // Journal of Thermal Engineering. – 2020. – Vol. 6, no. 6. – P. 272–281.
117. International Renewable Energy Agency (IRENA) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.irena.org/publications/2016/Jan/Renewable-EnergyMarket-Analysis-The-GCC-Region> (дата обращения: 10.01.2026).
118. Jalil R. R., Mohammed H. J. The Economic Feasibility of Using Renewable Energy in Iraqi Oil Fields // Journal of Petroleum Research and Studies. – 2022. – Vol. 12, no. 4. – P. 137–156.
119. Schulz J., Leinmüller D., Misik A., Zaeh M. F. Renewable on-site power generation for manufacturing companies—technologies, modeling, and dimensioning // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, no. 7. – P. 3898.
120. Goel S., Sharma R. Analysis of measured and simulated performance of a grid-connected PV system in eastern India // Environment, Development and Sustainability. – 2021. – Vol. 23, no. 1. – P. 451–476.
121. Vakulchuk R., Overland I., Scholten D. Renewable energy and geopolitics: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2020. – Vol. 122. – P. 109547.

122. Tahir K. A., Zamorano M., Ordóñez J. Scientific mapping of optimisation applied to microgrids integrated with renewable energy systems // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2023. – Vol. 145.

123. Dash R. L., Behera L., Mohanty B., Hota P. K. Cost and sensitivity analysis of a microgrid using HOMER-Pro software in both grid connected and standalone mode // 2018 International Conference on Recent Innovations in Electrical, Electronics & Communication Engineering (ICRIEECE). – IEEE, 2018. – P. 3444–3449.

124. List of solar PV design software tools, features and pricing [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.fuzen.io/solar-epc/list-of-solar-pv-designsoftware-tools/> (дата обращения: 24.01.2026).

125. Electricity Market Report 2023 – Analysis – IEA [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023> (дата обращения: 22.01.2024).

126. Yassen M. H. Enhancing the Control of Iraqi Power System Using FACTS Devices and Renewable Energy with Matlab Simulation. – India, 2014.

127. Yassen M. H. New Overview and Classification of Power System Stability // Advances in Energy Engineering. – 2016. – Vol. 4. – DOI: 10.14355/aee.2016.04.002.

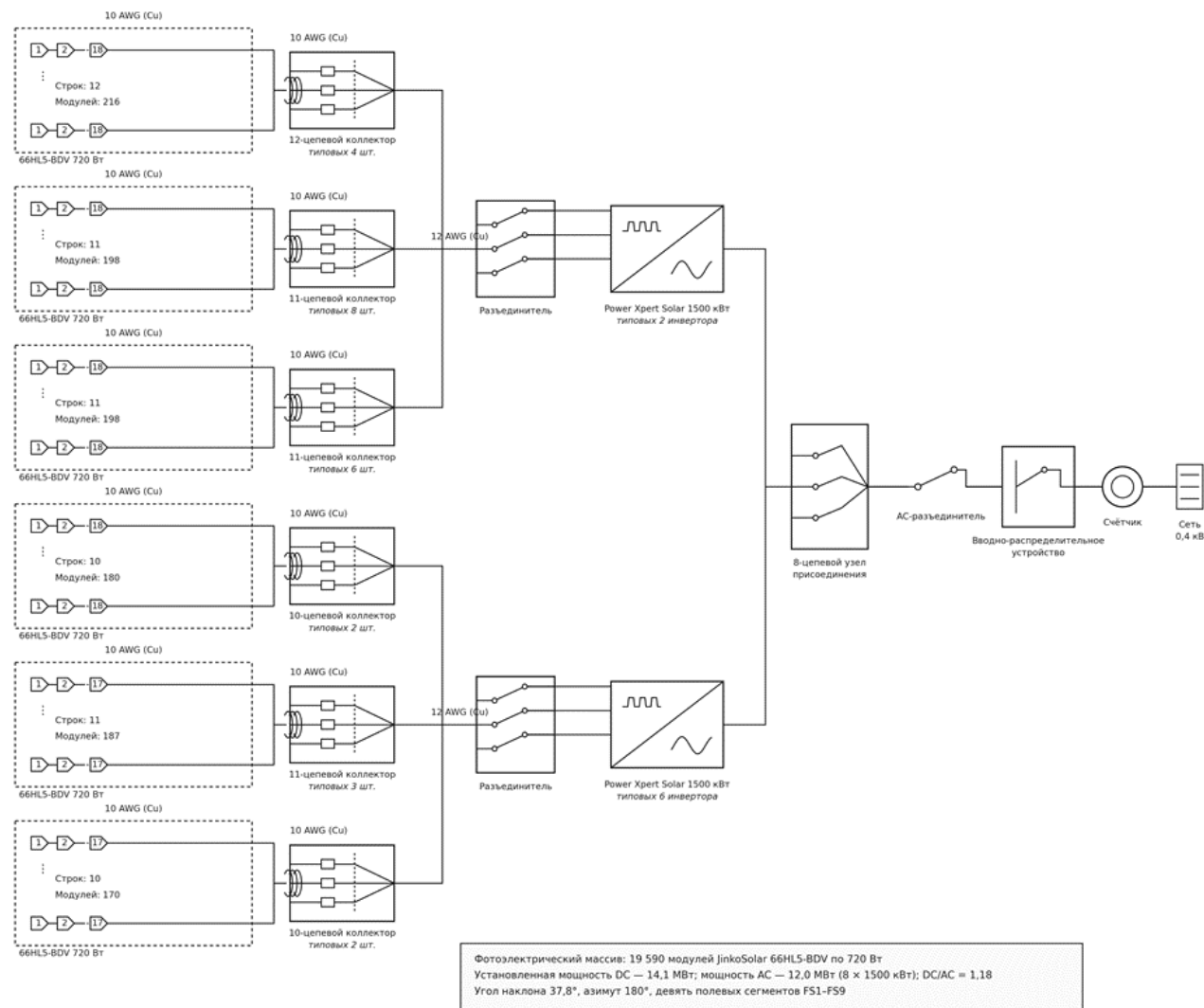
128. Saadat H. Power System Analysis. – New York: McGraw-Hill, 1999. – 720 p.

129. Al-Ansari N. Water Resources of Iraq // Journal of Earth Sciences and Geotechnical Engineering. – 2021. – Vol. 11, no. 2. – P. 15–34.

130. Лукутин Б. В., Суржикова О. А., Шандарова Е. Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с. – ISBN 978-5-283-03272-9.

131. Соснина Е. Н., Шалухо А. В., Липужин И. А., Александрова Т. А. Технико-экономический анализ применения ветро-дизельных электростанций для электроснабжения энергоудалённых поселений // Труды НГТУ им. Р. Е. Алексеева. – 2016. – № 1 (112). – С. 65–72.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Структура гибридной электротехнической системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ)



ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Поддержка и сертификат о внедрении результатов
диссертационного исследования

Republic of Iraq
Ministry of Environment



(تكامل الطاقة الاحفورية والطاقة المستدامة لمستقبل مشرق)

العدد: 144

التاريخ: 06/04/2026

ما دعم وشهادة بشأن تنفيذ نتائج بحث الرسالة



تهديكم وزارتنا اطيب تحية

اشارة الى كتابي الامانة العامة لمجلس الوزراء العدد 20662 في 03/08/2021 والعدد 14483 في 19/04/2022 وكتاب مكتب رئيس الوزراء العدد 2217253 في 20/09/2022 الخاصين بانطلاق ودعم المبادرة الوطنية للطاقة المتجددة وتقليل الانبعاثات واهمية تلبية مشروعاتها.

تُصدر هذه الشهادة لتأكيد تنفيذ واختبار نتائج مشروع البحث للسيد ميثم خضير عباس بعنوان ((تحسين موثوقية إمدادات الطاقة للمنشآت الصناعية مع مراعاة مصادر الطاقة البديلة في جمهورية العراق)) والمقدمة لنيل درجة مرشح العلوم التقنية تُستخدم في الأنشطة العملية لوزارة النفط في جمهورية العراق للباحث ميثم خضير عباس من قبل وزارة النفط العراقية وعلى وجه الخصوص تم تطبيق النتائج التالية من بحث الأطروحة في أنشطة الوزارة كونه من البحوث التطبيقية ;

- منهجية لتقييم موثوقية إمدادات الطاقة للمنشآت الصناعية في قطاع النفط والغاز مع مراعاة دمج مصادر الطاقة البديلة، مما يسمح بتحديد الخيارات الأمثل لدمج مصادر الطاقة التقليدية والمتجددة؛
- نماذج وخوارزميات مطورة لزيادة استقرار أنظمة إمدادات الطاقة للمنشآت الصناعية في الظروف المناخية لجمهورية العراق؛
- توصيات لتطبيق مصادر الطاقة البديلة (الطاقة الشمسية) في المنشآت الصناعية في قطاع النفط والغاز لتحسين موثوقية إمدادات الطاقة.



06/04/2026



06/04/2026

Перевод с арабского языка на русский язык

Республика Ирак
Министерство окружающей среды

(Интеграция ископаемой энергии и устойчивой энергетики ради светлого будущего)

Номер: 144

Дата: 06/04/2026

- Печать (исходящей) инстанции
Министерство окружающей среды
Управление технического заместителя

Поддержка и сертификат о внедрении результатов диссертационного исследования

Наше Министерство выражает Вам наилучшие пожелания, а далее...

Ссылаясь на мои письма Генерального секретариата Совета Министров № 20662 от 03/08/2021 и № 14483 от 19/04/2022, а также на письмо Канцелярии Премьер-министра № 2217253 от 20/09/2022, касающиеся запуска и поддержки Национальной инициативы по возобновляемой энергии и снижению выбросов, а также важности реализации её проектов.

Настоящий сертификат выдан для подтверждения внедрения и апробации результатов исследовательского проекта господина Аббаса Майтхама Худайра Аббаса под названием: «Повышение надежности энергообеспечения промышленных предприятий с учетом возобновляемых источников энергии в условиях республики Ирак» представленного для получения ученой степени кандидата технических наук. Данные результаты используются в практической деятельности Министерства нефти Республики Ирак. Для исследователя Аббаса Майтхама Худайра Аббаса Министерством нефти Ирака, и особенно ввиду того, что данное исследование является прикладным, были внедрены следующие результаты диссертации в деятельность Министерства;

- Методика оценки надежности энергоснабжения промышленных предприятий в нефтегазовом секторе с учетом интеграции альтернативных источников энергии, позволяющая определять оптимальные варианты сочетания традиционных и возобновляемых источников энергии;
- Разработанные модели и алгоритмы повышения стабильности систем энергоснабжения промышленных предприятий в климатических условиях Республики Ирак;
- Рекомендации по применению альтернативных источников энергии (солнечной энергии) на промышленных предприятиях нефтегазового сектора для повышения надежности энергоснабжения.

- Технический заместитель министра

Джассим Абдул Азиз Хаммади /подпись и печать/. 06/04/2026

Министерство окружающей среды Технический заместитель

- Главный инженер высшей категории

Джалил Хусейн Салман /подпись и печать/. 06/04/2026

www.moen.gov.iq/ar

Перевод выполнила переводчик Гумирова Карина Наильевна

Российская Федерация.

Город Москва.

Двадцать второго мая две тысячи двадцать шестого года.

Я, Сидоров Кирилл Евгеньевич, нотариус города Москвы, свидетельствую подлинность подписи переводчика Гумировой Марины Наильевны.

Подпись сделана в моём присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

Зарегистрировано в реестре: № 77/519-н /77-2026- 41. 2003

Уплачено за совершение нотариального действия: 400 рублей 00 копеек

К.Е.Сидоров



Всего прошнуровано, пронумеровано
и скреплено печатью 3 лист (-а, -ов)

Нотариус