

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Кривенко Татьяна Витальевна

**РАЗВИТИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ
АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
В.А. Тремясов

Красноярск – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	10
1.1 Общая характеристика проблемы надежности электроснабжения в децентрализованных населенных пунктах	10
1.2 Ветровая и солнечная энергия в автономных системах генерации	15
1.3 Показатели надежности оборудования автономных систем генерации на основе ВИЭ	19
1.4 Анализ причин отказов и данные о показателях надежности оборудования систем генерации на основе ВИЭ.....	23
1.5 Сравнительный анализ методов оценки надежности автономных систем генерации на основе ВИЭ.....	33
Выводы по главе 1.....	42
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ.....	44
2.1 Математическая модель надежности автономного ветродизельного комплекса с применением динамического дерева отказов.....	44
2.2 Мультиматричный метод для расчета надежности солнечно-дизельной установки.....	55
2.3 Модель объединенной системы для оценки надежности гибридного ветро-солнечно-дизельного энергокомплекса	60
Выводы по главе 2.....	63
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ	65
3.1 Критерий экономической эффективности технических решений	65

3.2 Оценка ущерба из-за недоотпуска электроэнергии автономными системами генерации на основе ВИЭ.....	69
3.3 Метод многокритериального выбора эффективного технического решения...	72
Выводы по главе 3.....	81
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ	82
КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ	82
4.1 Оценка показателей надежности и экономической эффективности	82
автономного ветродизельного комплекса для электроснабжения поселка	82
Воронцово Таймырского Долгано-Ненецкого района	82
4.2 Анализ надежности и экономической эффективности солнечно-дизельной установки для электроснабжения деревни Шадрино Енисейского района	90
4.3 Анализ надежности и экономической эффективности солнечно-ветродизельного энергокомплекса для электроснабжения поселка Арадан Ермаковского района... ..	98
Выводы по главе 4.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109
Приложение А	121
Приложение Б	122
Приложение В.....	123
Приложение Г	124
Приложение Д.....	125
Приложение Е.....	126
Приложение Ж.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года [1] одним из приоритетов названо развитие автономных систем генерации (АСГ) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

С внедрением ВИЭ, в частности ветроэнергетических и фотоэлектрических установок, в АСГ проблема надежности используемого оборудования и всего энергокомплекса (ЭК) становится одной из главных. Требуется развитие и совершенствование методов анализа и расчета надежности, которые позволят на этапе проектирования учесть вероятностные характеристики возобновляемых энергоресурсов, показатели надежности и опыт эксплуатации используемого оборудования. А также осуществить расчет надежности установок, выполнить сравнительный анализ надежности вариантов схем АСГ на основе ВИЭ и обосновать выбора оптимального варианта.

Исходя из современных требований к проектной документации [2] расчет надежности входит в состав обязательных работ на этапе проектирования электроустановок.

Моделирование и оценка надежности АСГ, использующих ветровую и/или солнечную энергию, является новой областью в оценке надежности изолированных энергосистем. Функционирование ВИЭ существенно отличается от традиционного генерирующего агрегата и в значительной степени зависит от местных энергоресурсов (ветер, солнечная радиация), имеющих переменный характер. ВИЭ могут понести незапланированные отключения, как из-за отказа самого оборудования, так и из-за природных энергоресурсов (отсутствие солнечной радиации для фотоэлектрических установок, недостаточная скорость ветра или штормовой ветер для ветроэнергетических установок). Природные энергоресурсы – это нестабильные и переменные источники энергии, которые зависят от времени су-

ток, сезона и географического положения исследуемой местности. Они характеризуются частичной непредсказуемостью и значительной изменчивостью.

Разработке математических моделей и методов оценки надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии посвящены работы авторов: Н.И. Воропая, А.М. Клера, С.В. Бабурина, В.А. Тремясова, А.В. Боброва, Д.Н. Карамова, Billinton R., Allan R., Karki R., Bagen, Hu P., Bakirtzis A. G., Cue Yu., Kishore L. N., Li W., Abouzahr I., Ramakumar R., Stember L. H., Park J. A., Liang W., Choi J. и др.

Анализ выполненных работ показал, что некоторые вопросы, связанные с надежностью АСГ на основе ВИЭ, остались не решенными или требуют более тщательной проработки. В частности, недостаточно полно учитываются: события и процессы, возникающие в реальной эксплуатации АСГ (аварийные отказы и послеаварийные ремонты генерирующего оборудования, коммутационной аппаратуры и другого оборудования), а также отказы ВИЭ по причине погодных условий.

Большинство работ сосредоточено на оценке надежности систем генерации, основанных только на ветровой или солнечной энергии, гораздо меньше работ посвящено оценке надежности систем генерации, содержащих традиционные источники энергии, таких как дизельные генераторы (ДГ), а также устройства накопления энергии (аккумуляторные батареи), работающих совместно с ВИЭ.

В связи с этим представляется актуальным совершенствование методов оценки надежности энергокомплексов, содержащих ветроэнергетические и/или фотоэлектрические, дизель-генераторные установки и устройства аккумулирования энергии.

Учет надежности позволяет оценить влияние аварийных отказов и состава оборудования на величину выработки электроэнергии АСГ, а также определить технико-экономические показатели с учетом надежности.

Объектом исследования являются АСГ, содержащие ветроэнергетические установки (ВЭУ) и/или фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), ДГ и аккумуляторные батареи (АБ).

Предметом исследования является надежность функционирования АСГ на основе ВИЭ.

Цель диссертационной работы – развитие математических моделей и методов оценки надежности автономных систем генерации на основе ВИЭ, позволяющих учитывать надежность используемого оборудования и изменения погодных условий.

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

1. Провести анализ статистических данных по отказам и показателям надежности оборудования АСГ с использованием ВИЭ. Выполнить анализ существующих методов расчета надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии.

2. Усовершенствовать логико-вероятностный метод на основе динамического дерева отказов для оценки надежности автономного ветродизельного комплекса.

3. Предложить и реализовать вероятностный мультиматричный метод для анализа надежности автономной солнечно-дизельной установки.

4. Развить модель надежности объединенной системы применительно для расчета надежности гибридного энергокомплекса, включающего ветроэнергетические, фотоэлектрические и дизель-генераторные установки.

5. Создать комплекс программ, реализующих разработанные методы оценки надежности АСГ на основе ВИЭ.

6. На основе разработанных методов и алгоритмов выполнить исследование надежности и экономической эффективности для проектируемых АСГ с ВИЭ, расположенных на территории Красноярского края.

Методы исследования. При выполнении исследований, результаты которых приведены в диссертации, использовались методы теории вероятностей, теории надежности, марковских процессов, теории графов, теории экспертных оценок, алгебры логики, методы оценки экономической эффективности.

Научная новизна и положения выносимые на защиту:

1. Усовершенствован логико-вероятностный метод на основе динамического дерева отказа для оценки надежности автономного ветродизельного комплекса с учетом скорости ветра, отличающийся от используемых в настоящее время методов возможностью моделировать зависимые процессы отказов, анализировать последовательность происходящих событий, учитывать состояния резервных элементов системы и коммутационной аппаратуры путем введения в деревья отказов динамических операторов, реализуемых с помощью марковских моделей.

2. Предложен и реализован мультиматричный метод для расчета надежности автономной солнечно-дизельной установки, основанный на вероятностной модели, позволяющий учитывать стохастический характер солнечной радиации, выявить все виды аварий, возможных при совпадении отказов элементов установки с ремонтными и эксплуатационными режимами, отличающимися составом и вероятностью повреждения оборудования.

3. Развита модель надежности объединенной системы генерации, в состав которой входят ВЭУ, ФЭП и ДГ, позволяющая учесть отказы генерирующих элементов системы, погодные условия и оценить недоотпуск электроэнергии потребителям.

Практическая значимость работы состоит в возможности оценить надежность и экономическую эффективность АСГ различных конфигураций и составов, использующих ВИЭ, и выбрать оптимальное техническое решение на стадии проектных работ.

Результаты исследований, содержащиеся в диссертации, внедрены в учебный процесс кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы» ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет».

Личный вклад автора. Все результаты, вынесенные на защиту, получены лично автором. Основные положения методов оценки надежности АСГ с ВИЭ обсуждались с научным руководителем.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы были представлены на: VIII Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 2015 г.); VI Международной молодежной научной конференции «Молодежь и XXI век – 2016» (Курск, 2016 г.); XIV Международной научно-практической конференции «Инновационные научные исследования: теория, методология, практика» (Пенза, 2018 г.); X Всероссийской технической конференции «Молодежь и наука» (Красноярск, 2014 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Борисовские чтения» (Красноярск, 2017 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 12 печатных работ, в том числе 3 работы в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ для опубликования результатов диссертационных исследований, 6 работ – в трудах Международных и Всероссийских научно-технических конференций, 3 работы в других изданиях. В каждой работе, опубликованной в соавторстве, личный вклад автора составляет не менее 50 %.

Структура и объем диссертационной работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка используемой литературы и пяти приложений. Общий объем диссертации 127 страниц, в тексте содержится 23 рисунка, 38 таблиц. Список использованной литературы состоит из 114 наименований.

В первой главе дана общая характеристика проблемы надежности в децентрализованных системах электроснабжения, рассмотрено применение ВИЭ в АСГ совместно с ДГ и/или АБ. Проанализированы основные причины отказов оборудования систем генерации на основе ВИЭ и их показатели надежности. Проведен аналитический обзор существующих методов оценки и расчета надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии. Представлены наиболее известные методы и выявлены их ограничения. Обоснована необходимость развития математических моделей для совершенствования методов оценки надежности АСГ с использованием ВИЭ.

Вторая глава посвящена развитию математических моделей и методов оценки надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии. Рассмотрены автономные ветродизельные энергокомплексы (ВДК), солнечно-дизельные установки (СДУ) и гибридные солнечно-ветро-дизельные энергокомплексы.

В третьей главе предложен критерий выбора оптимального варианта схемы АСГ на основе ВИЭ из числа некоторых возможных, который включает затраты, связанные с требуемыми инвестициями и эксплуатацией системы, и затраты от перерыва электроснабжения потребителей (ущерб). Затраты, обусловленные аварийным перерывом электроснабжения рассматриваются, как математическое ожидание дополнительных эксплуатационных расходов. Приводится метод многокритериального выбора при неопределенности в решении задачи выбора оптимального варианта схемы АСГ на основе ВИЭ.

В четвертой главе выполнены расчеты надежности функционирования и экономической эффективности АСГ на основе ВИЭ для трех населенных пунктов Красноярского края с различным составом энергоисточников и возможностью аккумулирования энергии. Рассматриваемые АСГ функционируют на территориях с различными солнечными и ветровыми ресурсами, определяющими их состав и структурную схему.

В заключении приведены основные результаты, полученные в рамках диссертационной работы.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

1.1 Общая характеристика проблемы надежности электроснабжения в децентрализованных населенных пунктах

По данным Министерства энергетики Российской Федерации зоны децентрализованного электроснабжения, которые не имеют каких-либо современных электрических сетей и больших источников энергии, занимают около 70 % территории государства [3]. Большая часть изолированных и малонаселенных поселений, рассредоточенных по огромной территории, находится в суровых климатических зонах – Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север. Энергоснабжение этих регионов осуществляется преимущественно дизельными электростанциями (ДЭС), работающими на дорогом привозном топливе.

По данным [4] число ДЭС, функционирующих в децентрализованной зоне энергоснабжения, составляет около 900 с общей выработкой электроэнергии около 2,54 млрд. кВт·ч в год. Из них только по Красноярскому краю 118 населенных пунктов получают электроэнергию от ДЭС с годовой выработкой 195 013,368 МВт·ч электрической энергии [5].

На сегодняшний день многие ДЭС имеют морально и физически изношенное оборудование. В таблице 1.1 представлены некоторые ДЭС, расположенные в Таймырском, Енисейском и Ермаковском районах Красноярского края, с указанием года ввода в эксплуатацию [5].

Таблица 1.1 – Характеристики ДЭС Таймырского, Енисейского и Ермаковского районов Красноярского края

Наименование (тип) объекта малой энергетики	Год создания	Месторасположение (город, поселок и т.д.)	Установленная мощность объекта малой энергетики, МВт	В среднем за 2012-2015 г.	
				выработано электрической энергии, кВт·ч	затрачено дизельного топлива на выработку электрической энергии, т
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район					
ДЭС	1978	с. Хатанга	9,299	14429680	4337
ДЭС	1990	п. Воронцово	0,7	896840	248
ДЭС	1960	п.г. Диксон	3,125	4 530 690	2127
ДЭС	1960	п. Караул	1,28	3 390 764	700
ДЭС	1967	п. Кресты	0,19	32 500	150
ДЭС	1986	п. Байкаловск	0,19	257450	123,6
Енисейский муниципальный район					
ДЭС	1986	д Колмогорова	0,15	305760	107,016
ДЭС	1986	д Фомка	0,08	226560	79,296
ДЭС	1987	д Шадрино	0,03	175200	61,32
ДЭС	1987	п Шишмарево	0,09	458640	160,524
ДЭС	1999	п Александровский Шлюз	0,076	367840	128,744
ДЭС	2004	д. Айдара	0,06	175 200	61,32
Ермаковский муниципальный район					
ДЭС	1955	п. Арадан	0,1	221 300	101,8

Приведенные характеристики позволяют сделать вывод о том, что большинство ДЭС находятся в эксплуатации более 40 лет, реконструкция многих из них не производилась. Это обуславливает рост количества повреждений оборудования ДЭС. Высокий износ ДЭС и отсутствие необходимых инвестиций для их

своевременного обновления снижает надежность электроснабжения изолированных потребителей.

Автономные ДЭС, как правило, подвергаются периодическому техническому обслуживанию и ремонтам с целью поддержания их работоспособного состояния. Однако обобщение практического опыта эксплуатации ДЭС [6,7] показывает, что в изолированных районах этот источник электроснабжения оказывается ненадежным. Статистика отказов ДЭС позволяет выделить основные их виды и причины отказов, характерные для условий децентрализованных территорий (таблица 1.2) [8].

Таблица 1.2 – Виды и причины отказов ДЭС в автономных системах генерации

Виды отказов	Причины отказов
Отказы механических частей двигателя	Выход из строя топливной аппаратуры
	Загрязнение, отсыревание деталей, контактов
	Применение деталей других марок
Отказы по вине персонала	Неопытность
	Незнание оборудования
	Дефицит кадров
	Несвоевременный осмотр оборудования
Отказ механической аппаратуры	Некачественное топливо
	Подсос воздуха в топливной системе
Физический износ оборудования	Старение изоляции
	Большая нагрузка на электрооборудование из-за продолжительного графика работы
	Износ элементов из-за низких температур
	Вытекание смазки
	Неисправность отопления/системы охлаждения

Необходимо отметить, что на первом месте из всех причин отказов автономных ДЭС стоят отказы, вызванные большой нагрузкой на электрооборудование из-за продолжительного графика работы. Продолжительность работы ДГ в

режимах близких к максимальным нагрузкам ускоряет процесс износа оборудования.

Авторы ряда работ [9,10,11] выделяют не менее важную проблему надежного электроснабжения удаленных районов – зависимость электроснабжения от поставок топлива. Проблемы и сложности поставок дизельного топлива связаны с такими особенностями, как:

- сезонность завоза топлива;
- территориальная удаленность от поставщиков топлива;
- разбросанность и удаленность ДЭС друг от друга;
- отсутствие рынка автотранспортных услуг.

Все перечисленные выше факторы сказываются на отпускном тарифе на электрическую энергию. Данные по тарифам за 2013 год рассматриваемых районов Красноярского края приведены в таблице 1.3 [5].

Таблица 1.3 – Данные по тарифам на электроэнергию за 2013 год в децентрализованных населенных пунктах Красноярского края

Месторасположение (город, поселок и т.д.)	Тариф для населения по соц. норме, руб./кВт·ч	Для бюджетных организаций и населения выше социальной нормы, руб./кВт·ч	Коммерческий тариф, руб./кВт·ч
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район			
с.Хатанга	1,12	1,8	32,38
п. Воронцово	1,12	1,8	21,15
п.г. Диксон	1,12	2,58	24,21
с. Караул	1,12	1,8	21,15
п. Кресты	1,12	1,8	31,54
п. Байкаловск	1,12	1,8	21,15
Енисейский муниципальный район			
д. Колмогорово	1,12	1,8	18,23

Продолжение таблицы 1.3

д. Фомка	1,12	1,8	18,23
д. Шадрино	1,12	1,8	18,23
п. Шишмарев	1,12	1,8	18,23
п. Александровский Шлюз	1,12	1,8	22,44
д. Айдара	1,12	1,8	18,23
Ермаковский муниципальный район			
с. Арадан	1,12	1,8	18,12

Из-за дефицита и дороговизны топлива во многих регионах не обеспечивается круглосуточное электроснабжение от ДЭС [9]. Опыт показывает, что продолжительность электроснабжения от ДЭС обычно не превышает 6–8 часов в сутки.

Таким образом, проблема надежного электроснабжения является одной из ключевых для децентрализованных потребителей, рассредоточенных на территории России. Надежная поставка электроэнергии является важнейшей составляющей жизнеобеспечения современной среды обитания людей.

В соответствии с распоряжением Правительства РФ №1-р от 08.01.09 «Об использовании возобновляемых источников энергии» и федеральным законом №261-ФЗ от 23.11.09 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» повысить эффективность генерации, снизить себестоимость электроэнергии и уменьшить частоту отказов оборудования ДЭС возможно за счет создания АСГ, использующих ВИЭ. Наибольшее распространение получили такие ВИЭ, как ветроэнергетические и фотоэлектрические установки.

1.2 Ветровая и солнечная энергия в автономных системах генерации

Автономные системы генерации, основанные только на ветровой или солнечной энергии, не могут обеспечить непрерывное электроснабжение изолированных потребителей. Функционирование ВИЭ характеризуются непостоянством выработки электрической энергии.

Режимы работы ВЭУ зависят от скорости ветра, являющейся случайной переменной в пространстве и времени. Энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала.

Предложены различные типы функций распределения скоростей ветра [12]. В работе для определения ветроэнергетических ресурсов в определенном местоположении принято распределение Вейбулла, поскольку выявлено, что оно дает наибольшую точность в диапазоне скоростей от 4 до 20 м/с [12].

Данные о скорости ветра аппроксимируют стандартной функцией распределения

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \quad (1.1)$$

где c – параметр масштаба; k – параметр формы; $F(v)$ – функция интегральной повторяемости скорости ветра, она показывает долю времени (вероятность) того, что скорость ветра равна или ниже, чем v .

Плотность распределения

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}. \quad (1.2)$$

Вероятность повторения ветра в любом интервале скоростей

$$P(v_1 < v < v_2) = F(v_2) - F(v_1) = e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k}. \quad (1.3)$$

Годовая ожидаемая выработка электроэнергии ВЭУ

$$W_{\text{ВЭУ}}^{\text{ОЖ}} = T \cdot \sum_{i=1}^m p_i(v) \cdot N_i(v), \quad (1.4)$$

где T – число часов работы ВЭУ за год; m – количество градаций скоростей ветра; $p_i(v)$ – повторяемость скорости по градациям; $N_i(v)$ – выходная мощность при данной скорости ветра, определяемая по рабочей характеристике ВЭУ.

Средняя мощность ВЭУ определяется выражением [12]

$$P_{\text{ср.ВЭУ}} = 4,81 \cdot 10^{-4} D^2 \cdot v_p^3 \cdot \xi \cdot \eta_p \cdot \eta_r, \quad (1.5)$$

где D – диаметр ветроколеса, м; v_p – расчетная скорость ветра, м/с; ξ – коэффициент использования ветрового потока; η_p , η_r – КПД редуктора и генератора.

Режимы работы ФЭП определяются интенсивностью поступающей на поверхность преобразователей солнечной радиации, которая постоянно изменяется во времени.

В работе основой для прогнозирования выработки энергии ФЭП служат данные о среднем суточном удельном значении падающей солнечной радиации за месяц. Такой подход исключает необходимость использования ежечасных данных о солнечном излучении. Наиболее полной является база данных NASA [12], полученная на основе данных со спутников.

Годовая ожидаемая выработка электроэнергии ФЭП [14]

$$W_{\text{ФЭП}}^{\text{ОЖ}} = \sum_{i=1}^k E_i \cdot \eta_{\text{ФЭП}} \cdot \eta_{\text{и}} \cdot S_{\text{ФЭП}} \cdot n_{\text{ФЭП}} \cdot (T_{\text{pdi}} - T_{\text{pbsi}}), \quad (1.6)$$

где E_i – усредненное для i -го месяца суточное удельное значение падающей радиации на ориентированную поверхность; $\eta_{\text{ФЭП}}$ – КПД фотоэлектрического преобразователя; $\eta_{\text{и}}$ – эффективность преобразования инвертора; $S_{\text{ФЭП}}$ – площадь незатененной части фотоэлектрического преобразователя; $n_{\text{ФЭП}}$ – количество ФЭП; T_{pdi} – количество дней в рассматриваемом i -м месяце; T_{pbsi} – количество бессолнечных дней в i -м месяце.

При этом средняя мощность, вырабатываемая ФЭП, за рассматриваемый период определяется согласно выражению

$$P_{\text{ср.ФЭП}} = E \cdot \eta_{\text{ФЭП}} \cdot \eta_{\text{И}} \cdot S_{\text{ФЭП}} \cdot n_{\text{ФЭП}} \cdot \frac{T_{pd} - T_{pbs}}{T_{pd}}. \quad (1.7)$$

Для поддержания постоянного электроснабжения потребителя от генераторов на базе ВИЭ необходимо их применение совместно с источниками гарантированной мощности: ДГ и/или накопителями электрической энергии (АБ). Перспективно и совместное использование различных типов ВИЭ.

Вопросам создания энергокомплесов на основе ВИЭ, в частности ВЭУ и/или ФЭП, посвящены работы [15-17]. Обобщая результаты ряда научных исследований, отраженных в [15-25], можно выделить несколько основных вариантов конфигурации построения автономных систем генерации с использованием ВЭУ и/или ФЭП, ДГ и АБ:

- ветроэнергетическая установка, работающая совместно с дизельным генератором (ВЭУ+ДГ);
- ветроэнергетическая установка, работающая совместно с дизельным генератором и системой аккумулирования энергии (ВЭУ+ДГ+АБ);
- фотоэлектрический преобразователь, работающий совместно с дизельным генератором и аккумуляторной батареей (ФЭП+ДГ+АБ);
- совместная работа ветроэнергетической установки, фотоэлектрического преобразователя и дизельного генератора (ВЭУ+ФЭП+ДГ);
- совместная работа ветроэнергетической установки, фотоэлектрического преобразователя, дизельного генератора и аккумуляторной батареи (ВЭУ+ФЭП+ДГ+АБ).

Состав оборудования автономных систем генерации на основе ВИЭ в определенном местоположении зависит от наличия того или иного вида местных энергоресурсов.

Схема автономного ЭК на основе ветровой и солнечной энергии представлена на рисунке 1.1. В состав ЭК входят: генерирующее оборудование ФЭП, ВЭУ, ДГ и система аккумулирования энергии (блок АБ); элементы преобразования (ин-

вертор, конвертор, выпрямитель), передачи (кабельная линия) электроэнергии; коммутационная аппаратура (автоматические выключатели).

ФЭП, в отличие от ВЭУ и ДГ, генерируют электроэнергию постоянного напряжения, величина которого зависит от внешних факторов. Для согласования различного уровня напряжения с ФЭП, ВЭУ и ДГ, а также для обеспечения номинального выходного напряжения с ФЭП для работы в режиме отдачи максимальной мощности в схеме применяется конвертор. Блок аккумуляторных батарей является резервным источником питания и служит для сглаживания возможных колебаний мощности, связанных с переменным характером природных энергоресурсов.

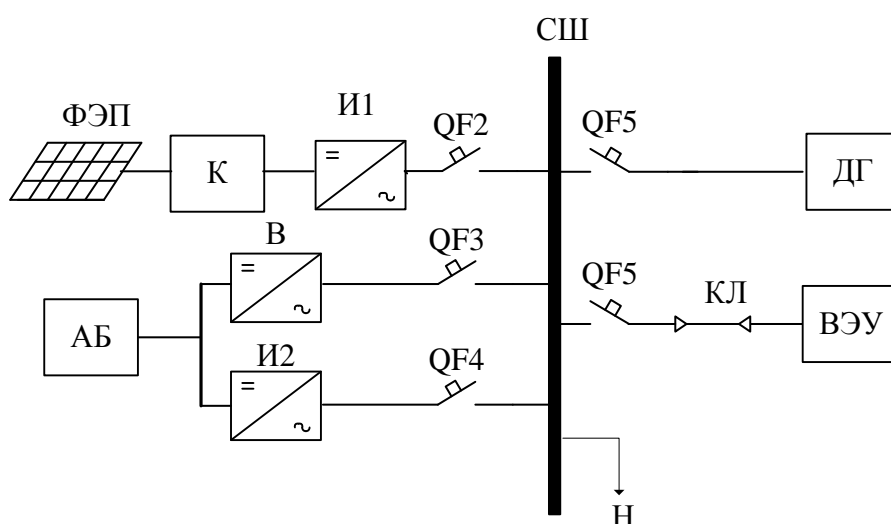


Рисунок 1.1 – Схема автономного ЭК на основе ВИЭ:

ФЭП – массив фотоэлектрических преобразователей; ДГ – дизельный генератор; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; АБ – блок аккумуляторных батарей; К – конвертор; В – выпрямитель; И1, И2 – инвертор; КЛ – кабельная линия; СШ – сборная шина; QF – автоматические выключатели; Н – нагрузка

Применение ветродизельных ЭК перспективно для зон с высоким и средним ветроэнергетическим потенциалом. В климатических условиях Красноярского края преимущественно такие населенные пункты расположены на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. Солнечно-дизельные установки перспективно использовать в зонах с высоким и средним солнечным

потенциалом. В этих областях находится 41 из 43 муниципальных районов Красноярского края [5]. Возможно использование солнечно-ветро-дизельных систем генерации на территории Красноярского края в зонах с высоким или средним ветроэнергетическим и солнечным потенциалом, к которым можно отнести Ермаковский муниципальный район.

В таблице 1.4 представлены ветроэнергетические и солнечные ресурсы некоторых муниципальных районов Красноярского края [5].

Таблица 1.4 – Ветроэнергетический и солнечный потенциалы муниципальных районов Красноярского края

Район	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Интенсивность солнечного излучения, кВт·ч/кв.м за год	Площадь района, тыс. кв. км
Таймырский Долгано-Ненецкий	более 5 м/с	757	879,900
Енисейский	до 3 м/с	1022	106,143
Ермаковский	от 3 до 5 м/с	1205	17,652

1.3 Показатели надежности оборудования автономных систем генерации на основе ВИЭ

Согласно [26] под *надежностью* понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Общими заданными функциями применительно к системам генерации являются снабжение потребителей в необходимом количестве производимой электроэнергией требуемого качества.

Оборудование электроэнергетических установок с течением времени отказывает. Под *отказом* понимают событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [27]. В большинстве случаев отказавшие элементы

установок восстанавливаются. Включение в работу резервных элементов позволяет восстановить оборудование без прекращения функционирования установки. Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказов установки, но в значительной степени снижает вероятность их отказов, то есть повышает надежность.

Любой объект и его свойства могут описываться различными системами показателей надежности. Выбор системы показателей является задачей, решение которой существенным образом зависит от характера объекта, его назначения, общих требований к процессу и результатам его функционирования, используемых критериев его экономической эффективности. В работе основными показателями, характеризующими надежную работу электрооборудования АСГ на основе ВИЭ, являются интенсивность отказов $\lambda(t)$, 1/год, среднее время восстановления $\tau_{\text{ср}}$, ч, интенсивность восстановления μ , 1/год.

Интенсивность отказов представляет собой условную плотность вероятности возникновения отказа для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник. Физический смысл плотности вероятности отказа – это количество отказов элемента на протяжении какого-либо достаточно малого интервала времени [26].

На рисунке 1.2 показана кривая зависимости интенсивности отказов от времени эксплуатации, типичная для многих элементов электротехнического и электронного оборудования.

Из рисунка видно, что весь интервал во времени можно разбить на три участка. На первом из них (период приработки) функция $\lambda(t)$ имеет повышенные значения, это связано с выходом из строя оборудования вскоре после начала работы, вызванным скрытыми дефектами при производстве. Второй период (период нормальной работы) характеризуется постоянным значением интенсивности отказов. Последний период – период старения.

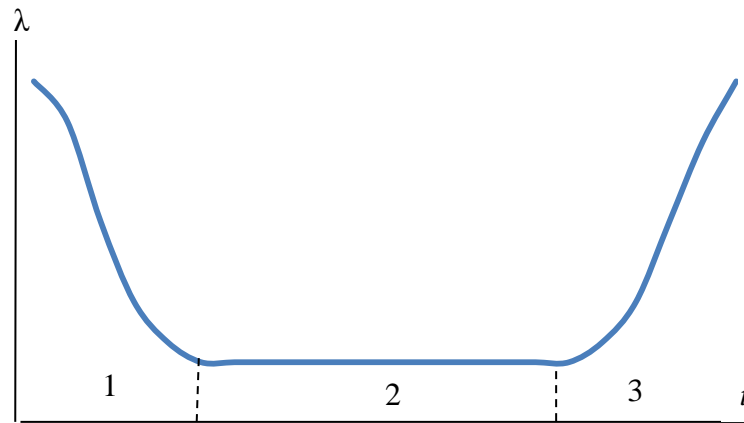


Рисунок 1.2 – Зависимость интенсивности отказов от времени восстановления

В работе принимаем $\lambda(t)=\lambda=\text{const}$, так как у большинства элементов в автономных системах генерации на основе ВИЭ, имеется длительный период, на котором интенсивность отказов практически постоянна. Периодом приработки можно пренебречь, считая, что нормальная работа начинается после окончания этого периода.

Среднее время восстановления – это время вынужденного простоя необходимого для отыскания и устранения одного отказа. Время восстановления ВЭУ или ФЭП зависит от многих факторов, главным из которых является характер возникшего отказа, наличие средств технической диагностики, степень квалификации обслуживающего и ремонтного персонала.

Среднее время восстановления является величиной обратной интенсивности восстановления

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{1}{\mu}. \quad (1.8)$$

Статистические данные об отказах можно получить либо в результате наблюдений за изделиями при нормальной или опытной эксплуатации, либо в результате стендовых испытаний.

Комплексными показателями, характеризующими надежность функционирования АСГ на основе ВИЭ, в работе являются коэффициент вынужденного (аварийного) простоя ($q_{\text{п}}$) и коэффициент готовности ($K_{\text{Г}}$).

Коэффициентом вынужденного простоя является вероятность того, что система (элемент) неработоспособна в произвольно выбранный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами. В качестве вынужденного простоя рассматривается время, необходимое для обнаружения и устранения отказов и пуска системы в работу, а также время простоя из-за отсутствия запасных частей и время профилактических работ. При этом не учитывается время простоев на проведение плановых ремонтов и техническое обслуживание.

Если i -й элемент является невосстанавливаемым, то справедливо равенство

$$q_{\text{П}i}(t) = 1 - \exp(-\lambda_i t) = \lambda_i t, \quad (1.9)$$

где t – расчетное время.

Для восстанавливаемого элемента

$$q_{\text{П}i}(t) = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} [1 - \exp(-(\lambda_i + \mu_i)t)], \quad (1.10)$$

где μ_i – интенсивность восстановления элемента системы, 1/год.

При $t \rightarrow \infty$ и при $\lambda_i/\mu_i \ll 1$ получаем

$$q_{\text{П}i}(t) = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \approx \frac{\lambda_i}{\mu_i} \quad (1.11)$$

или

$$q_{\text{П}i}(t) \approx \lambda_i \tau_i. \quad (1.12)$$

Коэффициент готовности i -го элемента, представляющий собой вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами определяется по формуле

$$K_{\text{Г}i} = 1 - q_{\text{П}i}. \quad (1.13)$$

1.4 Анализ причин отказов и данные о показателях надежности оборудования систем генерации на основе ВИЭ

Отказы в работе системы на основе ВИЭ неизбежны даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации. Они происходят в силу ряда объективных причин случайного характера. Эксплуатируемое оборудование АСГ на основе ВИЭ находится под воздействием множества возмущающих факторов, существенно влияющих на надежную работу системы. Знание причин отказов оборудования необходимо для построения системы профилактических мероприятий, контроля, испытаний, диагностики, планово-предупредительных и капитальных ремонтов, обеспечивающей высокий уровень надежности.

Причины отказов ветроэнергетических установок. К отказу ВЭУ могут привести конструктивные повреждения любого из компонентов установки. Это могут быть разрушения в бетонном основании, отказ самих лопастей, сдвиги болтов, сгибание несущих подтяжек и другие [28].

Согласно зарубежным исследованиям [28] наиболее распространенными причинами отказов ВЭУ являются отказы электрической системы, системы управления и датчиков. На рисунке 1.3 приведены данные о приблизительном распределении отказов компонентов ВЭУ в процентах [29].

Наиболее дорогим видом отказа ВЭУ является повреждение лопастей, поскольку они являются ключевым компонентом ветроэнергетической установки, а также стоимость и длительность их ремонта достаточно высока. Стоимость лопастей ВЭУ может составлять 15-20% от общей стоимости энергоустановки [30]. Другие критически опасные компоненты ВЭУ – это редуктор, промежуточные валовые подшипники и высокоскоростные опорные подшипники.

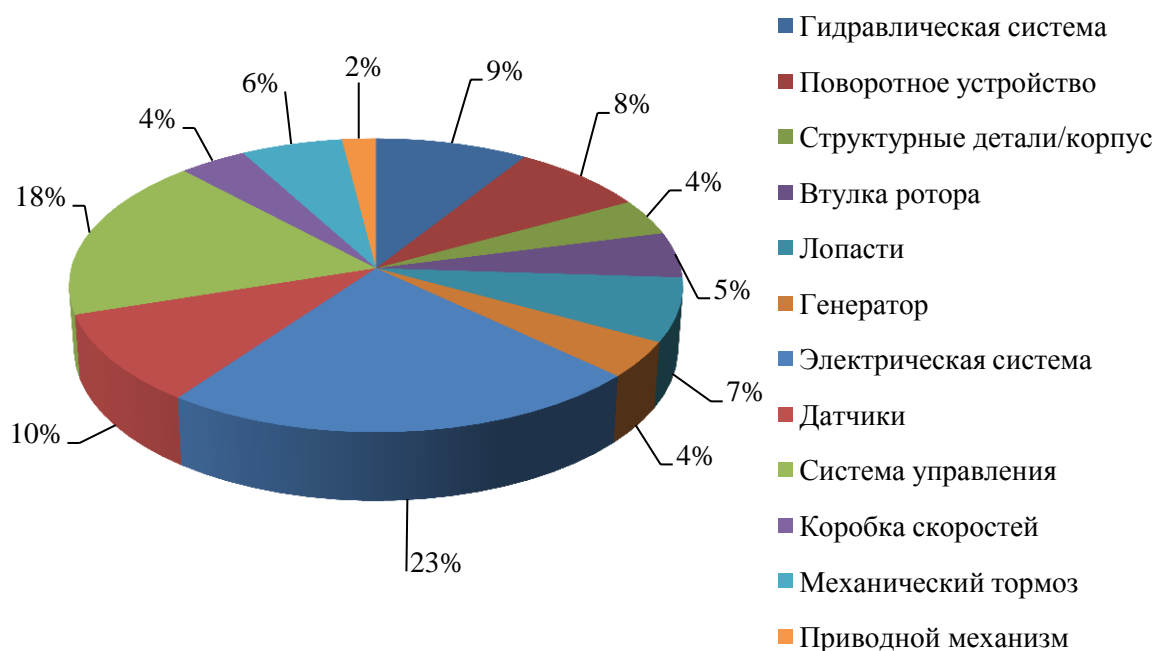


Рисунок 1.3 – Распределение отказов компонентов ВЭУ

Возможные причины повреждений компонентов ВЭУ приведены в таблице 1.5 [28].

Таблица 1.5 – Причины повреждений компонентов ВЭУ

Узел/компонент ВЭУ	Возможные причины повреждения
Лопасты ротора	Повреждения поверхности, трещины, структурные неоднородности; повреждения системы молниезащиты
Привод	Коррозия
Гондола	Коррозия, трещины
Гидравлическая система, пневматическая система	Утечка, коррозия
Башня и фундамент	Коррозия, трещины
Предохранительные устройства, датчики и тормозные системы	Повреждения, износ
Электрическая система, система управления	Коррозия, грязь

Получение статистических данных об отказах ВЭУ, представляет собой определенную сложность. Это связано с тем, что большинство производителей запрещают открыто публиковать такие данные, а по некоторым агрегатам такой информации не имеется, поскольку агрегаты были разработаны и введены в эксплуатацию несколько лет назад и не отработали заложенный срок службы. Однако некоторые предприятия-изготовители приводят показатели надежности своих ветроустановок [31]. Также в [32,33] имеется подробная и удобная для сравнения статистика данных об отказах компонентов ВЭУ и ВЭУ в целом. В таблице 1.6 и на рисунках 1.4, 1.5 приведены показатели надежности компонентов ВЭУ различных мощностей.

Таблица 1.6 – Показатели надежности компонентов ВЭУ различных мощностей

Компонент ВЭУ	Интенсивность отказов λ , 1/год							τ , ч
	300 кВт		600 кВт			1000 кВт		
	V27	M530	TW60 0	E40	V39	E66	N52/ 54	
<i>Отказы электрооборудования:</i>								
генератор	0,04	0,07	0,19	0,36	0,075	0,13	0,12	28
электроника	0,24	0,18	0,14	0,31	0,27	0,31	0,16	16
<i>Отказы средств управления:</i>								
механический тормоз	0,01	0,04	0,19	0,01	0,03	0,03	0,09	3
гидравлика	0,04	0,03	0,18	-	0,26	-	0,19	9
поворотный механизм	0,06	-	0,002	0,3	0,13	0,48	-	10
датчики	0,02	0,06	0,07	0,14	0,07	0,28	0,04	-
<i>Привод:</i>								
лопасти	0,04	0,12	0,39	0,25	0,18	0,16	0,47	28
коробка передач	0,09	0,07	0,29	0,01	0,17	-	0,51	55
тормоз ротора	-	0,06	0,02	0,001	-	-	0,06	4
вал/подшипники	0,008	-	0,33	0,09	0,01	0,06	0,08	5
<i>другие</i>	1,1	0,09	0,31	0,24	0,21	0,25	0,43	33

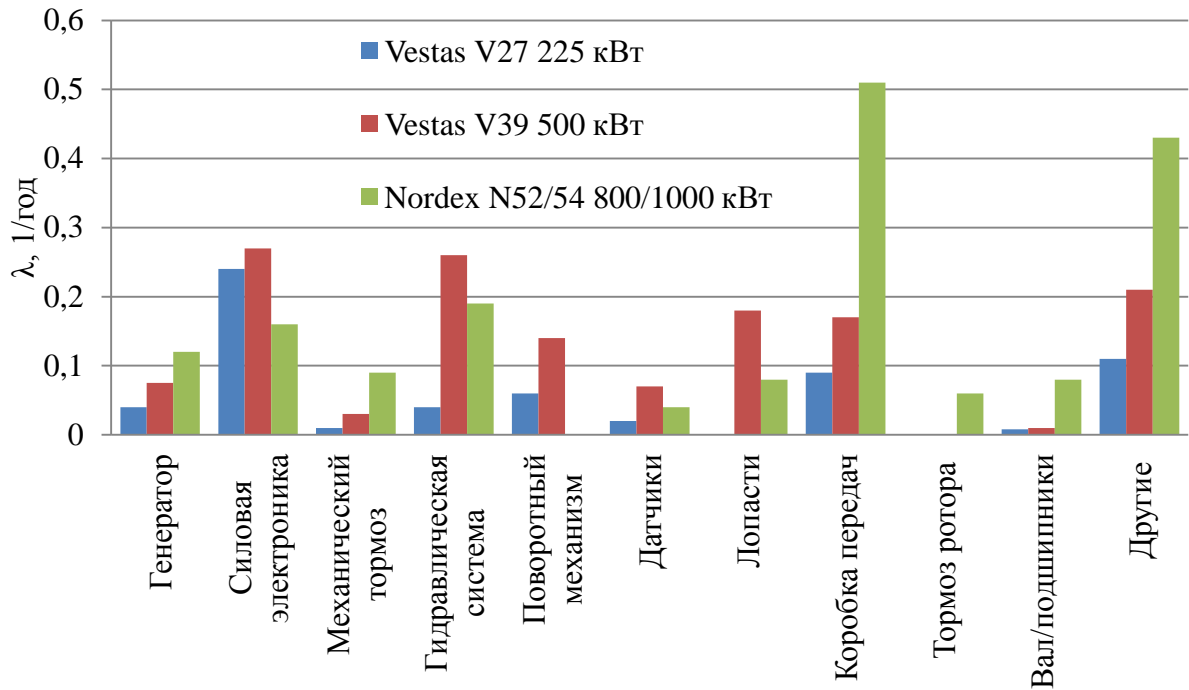


Рисунок 1.4 – Интенсивность отказов компонентов ВЭУ различных мощностей

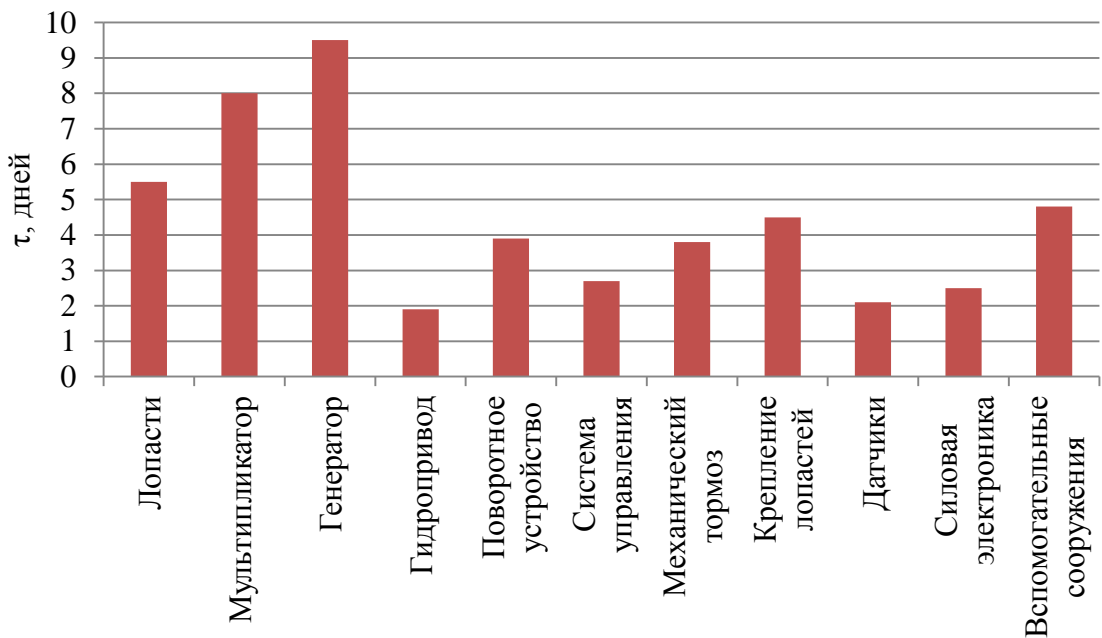


Рисунок 1.5 – Среднее время восстановления компонентов ВЭУ

Интенсивность отказов ВЭУ в значительной степени зависит от габаритов и мощности установки. В таблице 1.7 и на рисунке 1.6 представлены статистиче-

ские данные о показателях надежности ВЭУ различных мощностей [33].
Наибольшее количество отказов происходит у ВЭУ большой мощности.

Таблица 1.7 – Показатели надежности ВЭУ различных мощностей

Мощность ВЭУ $P_{ВЭУ}$, кВт	Интенсивность отказов λ , 1/год	Время восстановления τ , год
150 (Nordtank 150)	0,01	0,0033
225 (Vestas V27)	1,1	
250 (Micon M530)	1,2	
300 ((Nordtank 300)	1,7	
500 (Enercon E40)	2,49	0,0021
500 (Vestas V39)	1,85	
600 (Tacke TW600)	2,2	
600 (Vestas V44)	1,25	
660 (Vestas V47)	2,85	
800 (Nordex N52)	2,73	
1000 (Nordex N54)	2,73	0,0028
1000 (An-Bonus 54)	3,1	
1500 (Tacke TW1,5s)	3,6	
1500 (Enercon E66)	2,4	
1800 (Enercon E66)	2,4	

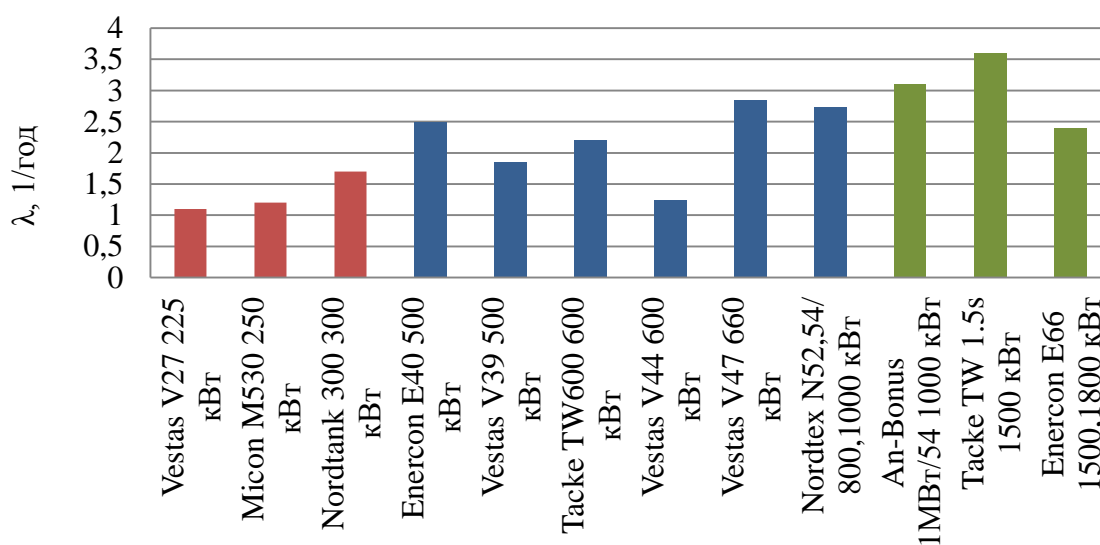


Рисунок 1.6 – График распределения интенсивности отказов ВЭУ различных мощностей

Причины отказов фотоэлектрических преобразователей. Технические отказы ФЭП также могут быть вызваны различными причинами, к ним относятся: нарушение герметизации, разрушение верхнего стекла ФЭП, коррозия, повреждения соединений и пайки, растрескивание ячеек, пыль/грязь/снег [34]. В таблице 1.8 приведены основные виды отказов ФЭП, и причины их появления.

Таблица 1.8 – Отказы ФЭП и причины их появления

Вид отказа	Возможные причины
Нарушение герметизации	Обесцвечивание, расслоение, попадание влаги
Разрушение верхнего стекла	Тепловой стресс, ветер или град
Повреждения соединений и пайки	Электрические перегрузки, высокое напряжение, высокая температура нагрева ячеек
Коррозия	Влажность
Растрескивание ячеек	Усталостные явления, брак при изготовлении ячеек, высокие температурные напряжения, вандализм, механические нагрузки из-за ветра (давление и вибрация), град, ошибки при монтаже, обслуживание, транспортировка, установка и хранение
Диэлектрический пробой	Превышение температуры
Отслаивание (расслоение) составных элементов модуля	Трещины, физическое перемещение ячеек в штампованной алюминиевой подложке, слабая адгезия металлизации ячеек; расширение изгибающих напряжений, вызванных неравномерным расширением и сжатием захваченной влаги и воздуха
Пыль	Плотность пыли

В зависимости от типа ФЭП влияние причин отказов могут быть различны (рисунок 1.7). Так наиболее распространенными причинами, вызывающими отказы кристаллических кремниевых ФЭП, являются высокая влажность, вызывающая коррозию оборудования (около 30 %), тепловой стресс (16 %), сочетание хо-

лода и влажности (14%). В свою очередь отказы тонкопленочных ФЭП вызваны высокой влажностью (66%) и превышением температуры (20%) [35].

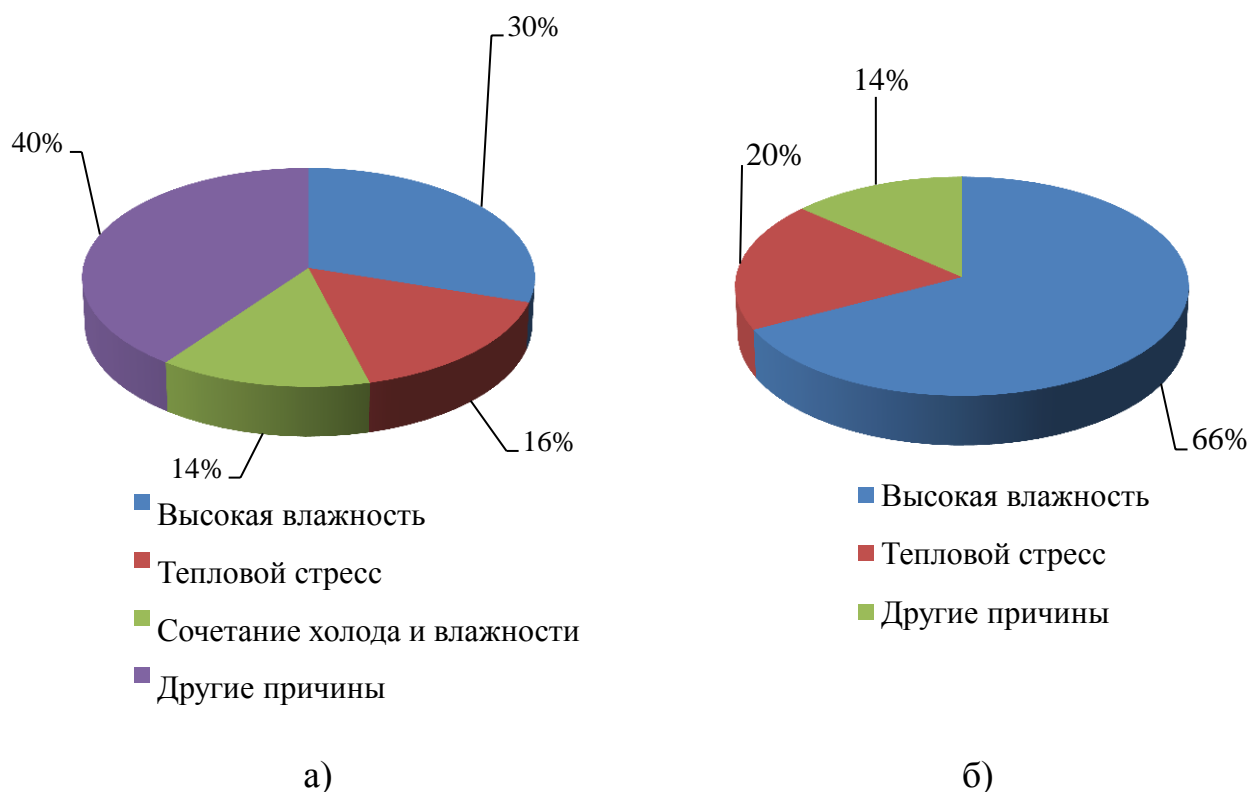


Рисунок 1.7– Наиболее распространенные причины отказов ФЭП: а) кристаллических кремниевых; б) тонкопленочных [35]

В таблице 1.9 и на рисунке 1.8 приведены обобщенные данные интенсивности отказов ФЭП различных типов [36]. Интенсивность отказов определена как для отдельных ФЭП, так и их массивов.

Таблица 1.9 – Интенсивность отказов ФЭП различных типов

Тип ФЭП	Состав	Интенсивность отказов, 1/год
Аморфные кремниевые (a-Si)	модуль	0,0087
	массив	0,0095
Монокристаллические кремниевые (mono-Si)	модуль	0,0036
	массив	0,0023
Поликристаллические кремниевые (multi-Si)	модуль	0,0064
	массив	0,0059

На основе Теллурида Кадмия (CdTe)	модуль	0,004
	массив	0,003
Из Селенида Меди-Индия- Галлия (CIGS)	модуль	0,0096
	массив	0,0002

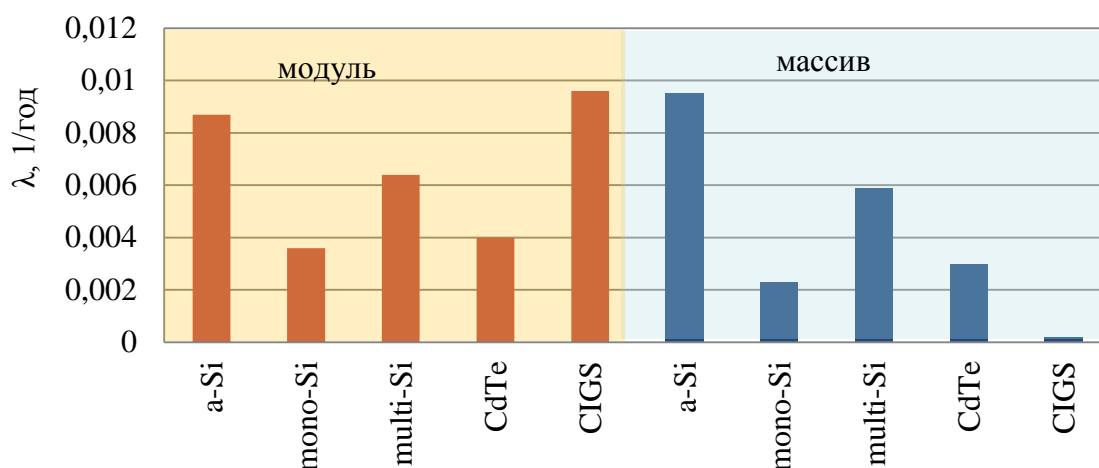


Рисунок 1.8 – График распределения интенсивности отказов ФЭП

Данные о среднем времени восстановления ФЭП, используемые в работе, приведены в литературе [37].

Причины отказов аккумуляторных батарей. Самое широкое применение в автономных системах генерации на основе ВИЭ находят свинцово-кислотные АБ [38], ввиду своей низкой стоимости, простоты обслуживания, приемлемых сроков службы и высоких энергетических характеристик.

Наиболее распространенными причинами отказов АБ являются: сульфатация, короткое замыкание, коробление и чрезмерный рост электродов, вредные примеси в электролите, чрезмерное отложение шлама, переплюсовка элементов, повреждения отдельных баков, повышенный саморазряд [39].

Характерные отказы свинцово-кислотных АБ и причины их появления, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Отказы свинцово-кислотных АБ и причины их появления

Отказы	Причины
Сульфатация электродов	Недостаточность первого заряда
	Систематические недозаряды
	Чрезмерно глубокие разряды
	Длительное время батарея оставалась разряженной
	Неполное покрытие электродов электролитом
Короткое замыкание	Коробление положительных электродов
	Повреждение или дефект сепараторов
	Замыкание наростами губчатого свинца
Коробление положительных электродов	Чрезмерно большое значение зарядного тока при приведении в действие батареи
	Сильная сульфатация пластин
	Короткое замыкание данного электрода с соседним отрицательным
Коробление отрицательных электродов	Повторные перемены направления заряда при изменении полярности электрода
	Воздействие со стороны соседнего положительного электрода
Усадка отрицательных электродов	Большие значения зарядного тока или чрезмерный перезаряд при непрерывном газообразовании
	Недоброкачественные электроды
Изменение размеров положительных электродов	Разряды до конечных напряжений ниже допустимых значений
	Загрязнение электролита
Разъедание нижней части положительных электродов	Систематическое недоведение заряда до конца, в результате чего после доливок электролит плохо перемешивается и происходит его расслоение
На дне баков значительный слой шлама темного цвета	Систематические излишние заряды и перезаряды

Саморазряд и газовыделение. Выделение газа из аккумуляторов, находящихся в состоянии покоя, через 2 - 3 ч после окончания заряда или во время процесса разряда	Загрязнение электролита соединениями металлов меди, железа, мышьяка, висмута
--	--

Определение отказов и их причин производится по результатам проведенных испытаний и измерений, а также по результатам внешних осмотров АБ.

Причины отказов инвертора. Инвертор является одним из наиболее уязвимых компонентов автономных систем генерации на основе ВИЭ [40]. Опыт эксплуатации показывает, что отказ инвертора, является доминирующей причиной отказов автономных систем генерации на основе ВИЭ [41-43]. Важнейшие причины отказов инвертора: брак при производстве устройства или ошибка на стадии проектирования; неадекватное управление; отказ электрических компонентов; гроза/молния.

Причины отказов низковольтных автоматических выключателей. Повреждения коммутационных аппаратов происходят в стационарном состоянии и при выполнении ими операций: отключение коротких замыканий, нагрузок, оперативных переключений и т. д. Основными причинами повреждения коммутационных аппаратов являются: несрабатывания приводов; механические повреждения; износ дугогасительных устройств; обгорание контактов; перекрытия изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях. Быстрота износа контактов, при коммутации определяет уровень надежности работы аппаратов.

В таблице 1.11 представлены вероятностные показатели надежности вспомогательного и резервного оборудования АСГ на основе ВИЭ [25,37].

Таблица 1.11 – Показатели надежности оборудования автономных систем генерации на основе ВИЭ

Компоненты АСЭ на основе ВИЭ	Значения показателей надежности	
	λ , 1/год	τ , год
Рабочий дизельный генератор	0,025	0,015
Резервный дизельный генератор	0,0025	0,015
Аккумуляторная батарея	0,003	0,0015
Инвертор	0,113	0,083
Выпрямитель	0,015	0,0003
Конвертор	0,0009	0,0003
Автоматический выключатель 0,4 кВ	0,0015	0,0003
Кабельная линия 0,4 кВ	0,007	0,0015
Сборные шины 0,4 кВ	0,003	0,0015

1.5 Сравнительный анализ методов оценки надежности автономных систем генерации на основе ВИЭ

Анализ надежности АСГ на основе ВИЭ, представляет собой сложную практическую задачу, решению которой посвящено небольшое количество отечественных [44-47] и значительное число зарубежных работ [37,48-75]. Представленные математические модели в данных работах реализованы с помощью различных методов: аналитические методы, метод пространства состояний (теория марковских процессов), имитационное моделирование Монте-Карло (метод Монте-Карло), метод дерева отказов, метод перебора состояний.

Большинство работ сосредоточено на оценке надежности систем генерации, основанных только на ветровой или солнечной энергии [45,46,48,49,52,54,55,57-60,64,66,68-75], гораздо меньше работ посвящено оценке надежности систем,

содержащих ВИЭ и работающих совместно с традиционными источниками энергии – ДГ.

Большое распространение получили *аналитические методы* [46, 48-56]. Аналитический метод, используемый в [48-50], предоставляет информацию о вероятности неспособности объектов генерации покрыть прогнозируемую нагрузку. В большинстве аналитических методов модель генерации обычно представлена в виде таблицы мощностей и связанных с ними вероятностей их отключения. Модель нагрузки, представлена кривой изменения суточного максимума нагрузки или кривой постоянной нагрузки. Аналитический метод оценки надежности автономной системы, состоящей из ВЭУ и блока АБ, представлен в [48]. Тот же метод был позже расширен для автономной энергосистемы на основе ФЭП [49]. В работах [50,52,53] представлен аналитический метод, позволяющий определить вероятность потери нагрузки и ожидаемую недопоставку энергии из автономной системы на основе ВЭУ, ДГ и системы аккумулирования энергии.

В [46] представлен аналитический метод, используемый для оценки надежности автономной ВЭУ. ВЭУ представляется в виде последовательно соединенных элементов. Общая интенсивность отказов установки оценивается на основе статистических данных о показателях надежности элементов ВЭУ с учетом плановых ремонтов и погодных условий.

Аналитический метод, предложенный в работе [51], учитывает неопределенности, связанные с солнечной радиацией, скоростью ветра, потреблением электроэнергии и отключением различных генераторов. Для моделирования солнечного излучения и скорости ветра были использованы распределения Бета и Вейбулла. Период исследования поделен на несколько временных периодов.

В [54] применен аналитический метод, который позволяет определить вероятность безотказности системы, состоящей из массивов ФЭП с последовательным, параллельным и последовательно-параллельным соединением преобразователей. Работы [55] и [56] представляют аналитический метод для оценки надежности автономной системы генерации с использованием ВЭУ и гибридных систем на основе ВЭУ и ФЭП с аккумулированием энергии соответственно.

Подробный учет влияния стохастического характера природных энергоресурсов на надежную работу АСГ на основе ВИЭ выполнен с использованием *имитационного моделирования Монте-Карло* (метод Монте-Карло) [25, 57-65]. Метод включает в себя моделирование почасовых данных о природных энергоресурсах (скорость ветра, солнечная радиация) для разных местоположений с использованием моделей временных рядов, которые создаются посредством использования архивных данных, собранных в течение нескольких лет. Почасовые данные о природных энергоресурсах позволяют определить выходную мощность ВЭУ и/или ФЭП. Также метод включает в себя моделирование состояния аккумуляторной батареи из временных рядов генерации и нагрузки анализируемой системы. Сложность применения метода Монте-Карло заключается в том, что необходимо наличие точных и подробных данных о скорости ветра или солнечной радиации для конкретного местоположения. Для многих регионов, метеорологические данные либо недоступны, либо доступны в сжатой форме.

В [45, 66-70] для анализа надежности ВИЭ в автономных системах генерации предложен *метод пространства состояний* (марковские процессы). В [45] выполнен анализ надежности автономного ветропарка, состоящего из двух ВЭУ. Все возможные переходы в такой системе описываются марковским графом состояний. Для анализа надежности автономного ветропарка с учетом стохастических характеристик скорости ветра, отказов ВЭУ и ремонтов в [66] предложена модель, реализованная посредством цепей Маркова. В [67] выполнен анализ надежности автономной системы электроснабжения на основе ФЭП. В методе используется модель множественных переходов из одного состояния в другое, учитывающая изменение солнечной радиации, а также эксплуатационные состояния элементов системы (рабочее, пониженное состояние, состояние отказ). Вероятности отказа ФЭП по причине отсутствия солнечной радиации учитываются путем объединения модели выходной мощности ФЭП и модели функции распределения вероятности солнечной радиации.

Основным преимуществом *метода пространства состояний* является четкая картина всех состояний системы и переходов между этими состояниями.

Оценка показателей надежности технических систем с использованием цепей Маркова позволяет учитывать множество факторов (частичные отказы, отказы по общим причинам, аварийные и плановые ремонты, погодные условия, зависимые отказы, последовательность отказов), влияющих на систему.

Однако данный метод обладает рядом недостатков, которые ограничивают его применение: отсутствие исходных данных (интенсивность перехода между состояниями, вероятность состояний и продолжительность пребывания в каждом состоянии); высокая размерность математической модели при анализе надежности систем генерации с большим количеством элементов.

Наименьшее распространение для оценки надежности автономных систем генерации на основе ВИЭ получили такие методы, как метод дерева отказов и метод перечислений состояний.

В [71,72] *метод дерева отказов* (ДО) применен для оценки надежности автономной системы электроснабжения на основе ФЭП и АБ, при этом учитываются отказы инвертора и системы управления. В [73] метод ДО применен для оценки надежности крупномасштабных связанных с сетью фотоэлектрических систем, который позволяет учитывать наличие системы аккумулирования энергии и контроллера заряда.

Метод ДО является сильным инструментом для оценки надежности реальных технических систем, поскольку способствует прогнозированию потенциальных отказов и повышению надежности системы на стадии проектирования. Он позволяет визуально представлять причинно-следственные связи между отказами и определять наиболее важные отказы и слабые места системы.

Однако метод ДО требует значительных усилий при построении дерева отказов. Этот фактор способствовал его малому развитию для применения в оценке надежности автономных систем электроснабжения на основе ВИЭ.

Метод перебора состояний используется в [74,75] для количественной оценки показателей надежности автономной системы электроснабжения на основе ФЭП. Метод учитывает влияние частоты отказов компонентов системы на выходную мощность, уровень напряжения и потери мощности. Каждый компонент

фотоэлектрической системы имеет два взаимоисключающих состояния: рабочее состояние и нерабочее состояние. Метод перечисления состояний позволяет учесть изменение интенсивности солнечной радиации, но подходит только для систем с однотипными элементами (система ФЭП без других типов источников и АБ).

В таблице 1.12 представлена краткая характеристика методов и показателей, используемых при анализе надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии.

Таблица 1.12 – Методы оценки надежности автономных систем генерации на основе ВИЭ

Метод	Авторы	Объект исследования	Показатели надежности
Аналитические методы (Analytical approach)	Abouzahr I., Ramakumar R. [48]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и АБ	Вероятность потери поставки энергии <i>LPSP</i> (Loss of power supply probability)
	Abouzahr I., Ramakumar R. [49]	Автономная система генерации на основе ФЭП и АБ	<i>LPSP</i>
	Gavanidou E. S., Bakirtzis A. G., Dokopoulos P. S. [50]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и ДГ	Вероятность потери нагрузки <i>LOLE</i> (loss of load expectation); ожидаемая потеря энергии <i>LOEE</i> (loss of energy expectation)
	Бобров А.В., Тремясов В.А. [46]	Автономная ветроэнергетическая установка	Интенсивность отказов $\lambda_{ВЭУ}$; недовыработка электроэнергии $\Delta W_{ВЭУ}$
	Khatod D. K., Pant V., Sharma J. [51]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и ФЭП	<i>LOLE</i> , вероятность потери рабочего состояния <i>LOHE</i> (loss of healthy expectation)
	Bakirtzis A. G. [52]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и АБ	Вероятность потери нагрузки <i>LOLP</i> (loss of load probability), ожидаемый дефицит энергии <i>EUE</i> (expected unserved energy)
	Saramourtsis A. C., Bakirtzis A. G., Dokopoulos P. S., Gavanidou E. S. [53]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и ДГ	<i>LOLP, EUE</i>

Продолжение таблицы 1.12

	Gautam N.K., Kaushika N.D. [54]	Автономная система генерации на основе ФЭП	Вероятность безотказной работы $R(t)$
	Karaki S.H., Chedid R.B., Ramadan R. [55]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и АБ	Ожидаемый недоотпуск энергии $EENS$ (expected energy not supplied), показатель надежности энергии EIR (energy index of reliability)
	Karaki S.H., Chedid R.B., Ramadan R. [56]	Автономная система генерации на основе ВЭУ, ФЭП и АБ	Ожидаемый недоотпуск энергии $EENS$ (expected energy not supplied), показатель надежности энергии EIR (energy index of reliability)
Имитационное моде- лирование Монте- Карло (Monte-Carlo simula- tion)	Billinton R., Bagen, Cui Y. [57] Billinton R., Bagen [58] Hu P., Karki R., Billinton R.[60]	Автономная система генерации на основе ВЭУ и системы аккумулирования энергии	$LOLE$ $LOEE$
	Kishore L. N., Fernandez E. [59]	Автономная система генерации на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ	$LOHE$ $LOLE$
	Karki R., Billinton R.[61]	Автономная система генерации на основе ветровой и/или солнечной энергии	$LOLE$ $LOEE$

Продолжение таблицы 1.12

	Chatbordin N., Kulyos A. [62]	Фотоэлектрические и ветровые электростанции	Наработка на отказ TTF (time to failure), время ремонта TTR (time to repair), вероятность потери нагрузки $LOLP$ (loss of load probability)
	Li W.Y, Bagen B. [63]	Автономная система генерации на основе ВЭУ, ДГ и системы аккумулирования энергии	$LOLE$ $LOEE$
	Moharil R.M., Kulkarni P.S. [64]	Автономная система генерации на основе ФЭП	$LOLE$ $LOEE$ $LOHE$
	Ghahderijani M. M., Barakati S. M., Jamshidi A. [65]	Автономная система генерации на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ	$LOLE$, частота потери нагрузки $LOLF$ (loss of load frequency)
	Карамов Д.Н. [47]	Автономная система генерации на основе ВЭУ, ФЭП, ДЭС и АБ	Среднегодовой недоотпуск электроэнергии
Метод пространства состояний – марковские процессы (Markov process method)	Тремясов В.А. [45]	Автономная система генерации на основе ВЭУ	Коэффициент готовности K_G , невыработка электроэнергии $\Delta W_{ВЭУ}$

Продолжение таблицы 1.12

Park J., Liang W., Choi J., El-Keib A.A., Shahidehpour M., Billinton R. [67]	Автономная система генерации на основе ФЭП, ДГ	<i>LOLE</i> ; ожидаемый недоотпуск энергии <i>EENS</i> (expected energy not supplied), пока- затель надежности энергии <i>EIR</i> (energy index of reliability)
Leite A.P., Borges C.L.T., Falcao D.M. [66]	Автономная система генерации на основе ВЭУ	Ожидаемая доступная энергия ветра <i>EA- WE</i> (expected available wind energy), ожидаемая сгенерированная энергия вет- ра <i>EGWE</i> (expected generated wind ener- gy), коэффициент доступности ветра <i>WGAF</i> (wind generation availability factor)
Dobakhshari A.S. Fotuhi-Firuzabad M. [68]	Автономная система генерации на основе ВЭУ	Коэффициент вынужденного простоя <i>FOR</i> (forced outage rate), <i>LOLE</i> , <i>LOLF</i> , длительность потери нагрузки <i>LOLD</i> (loss of load duration), <i>EENS</i>
Dhore S.V., Davoudi A., Chapman P. L., Dominguez-Garcia A.D. [69]	Автономная система генерации на основе ФЭП	Интенсивность отказов λ ; интенсивность восстановления μ системы
Theristis M., Papazoglou I.A. [70]	Автономная система генерации на основе ФЭП и АБ	<i>LOLP</i>

Окончание таблицы 1.12

Метод дерева отказов (Fault tree analysis)	Stember L.H. [71]	Автономная система генерации на основе ФЭП	Среднее время между отказами <i>MTBF</i> (mean time between failure); вероятность отказа системы P_F
	Stember L.H., Huss W.R., Bridgman M.S. [72]	Автономная система генерации на основе ФЭП и АБ	
Метод перечислений состояний (State enumeration method)	Zhang P., Wang Y., Xiao W., Li W. [74]	Автономная система генерации на основе ФЭП	Ожидаемая выходная энергия <i>EOE</i> (expected output energy); доступная энергия <i>EA</i> (energy availability)
	Wang Y., Zhang P., Li W., Kanan N. H. [75]	Автономная система генерации на основе ФЭП	

Не смотря на большое разнообразие методов анализа надежности АСГ с использованием ВИЭ, некоторые вопросы остались не решенными или требуют более тщательной проработки. В частности, не достаточно полно, учитываются: влияние погодных условий на надежную работу систем генерации; аварийные отказы генерирующего (ВЭУ, ФЭП, ДГ, АБ) и дополнительного оборудования (инвертор, конвертор, сборные шины, кабельные линии), резервного оборудования и коммутационной аппаратуры. Это вызывает необходимость и обуславливает актуальность выполнения исследовательских работ по развитию научно-обоснованных моделей и методов анализа надежности АСГ на основе ВИЭ.

Выводы по главе 1

1. На территории Российской Федерации имеется множество децентрализованных населенных пунктов, где в качестве основного источника электроэнергии используется ДЭС. Функционирование действующих ДЭС связано с периодическими отказами генерирующего оборудования, что существенно влияет на надежность электроснабжения изолированных потребителей.

2. Повысить эффективность генерации, снизить себестоимость электроэнергии и уменьшить частоту отказов ДГ возможно за счет создания автономных систем генерации, использующих ВИЭ, в частности ветроэнергетические и фотоэлектрические установки. Выработка электроэнергии ВИЭ, связанная с погодными условиями, усложняет процесс покрытия графика нагрузки потребителя.

3. Эксплуатируемое оборудование АСГ на основе ВИЭ находится под воздействием множества возмущающих факторов, существенно влияющих на надежную работу системы. Отказы ВИЭ могут происходить как по техническим причинам, так и по причине погодных условий (отсутствие солнечной радиации для ФЭП, недостаточная скорость ветра или штормовой ветер для ВЭУ).

4. Аналитический обзор существующих методов оценки и расчета надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии показал, что не достаточно полно, учитываются:

- технические отказы генерирующего и вспомогательного оборудования (ВЭУ, ФЭП, ДГ, АБ, инвертор, выпрямитель, конвертор, сборные шины, кабельные линии), резервного оборудования и коммутационной аппаратуры (автоматические выключатели);
- влияние погодных условий на надежную работу автономных систем генерации.

В связи с этим представляется актуальной необходимостью развития математических моделей, базирующихся на традиционных подходах к расчету надежности функционирования энергообъектов, для совершенствования методов оценки надежности АСГ с использованием ВИЭ. Учет надежности позволит оценить влияние событий и процессов, возникающих в реальной эксплуатации АСГ, и уточнить технико-экономические показатели на стадии проектирования.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

2.1 Математическая модель надежности автономного ветродизельного комплекса с применением динамического дерева отказов



Одним из распространенных методов моделирования и прогнозирования надежности сложной энергоустановки на стадии ее проектирования является анализ ДО [26, 76-78]. Анализ надежности энергоустановок с использованием логико-вероятностного метода на основе ДО представляет собой анализ событий, которые могут вызвать отказ, включая отказы элементов, которые являются первопричиной отказов. События и условия отказа функционирования формулируются специалистами в области разработки и эксплуатации конкретных систем с помощью анализа ее поведения (при возникновении различных отказов и режимов) и записи в виде конъюнкций ($\Gamma \equiv \cdot$) и дизъюнкций ($\Upsilon \equiv +$). Входными параметрами в методе ДО являются интенсивность отказов λ , 1/год, и интенсивность восстановлений μ , год, элементов системы.

В результате анализа строится логическая блок-схема (дерево отказов), в которой используются элементы, подразделяющие и связывающие большое число событий и условий: логические операторы и символы событий [77]. В таблице 2.1 представлены логические операторы, используемые в классических статических деревьях отказа. Логический знак может иметь один или несколько входов, но только одно выходное событие.

Классические статические деревья отказов не позволяют учесть существенные факторы, влияющие на надежность функционирования автономного ветродизельного ЭК (рисунок 2.1). Они не могут в полной мере отразить поведение элементов ВДК и их взаимодействий, таких как последовательность отказов элемен-

тов системы, отказы резервных элементов и функциональную зависимость событий. Для того чтобы устранить недостатки и ограничения традиционных ДО, используем метод динамического дерева отказов (ДДО) [79].

Таблица 2.1 – Логико-статические операторы

Обозначение в ДО	Название	Описание
	И	И (выходное событие происходит, если все входные события случаются одновременно)
	ИЛИ	ИЛИ (выходное событие происходит, если случается любое из входных событий)
	<i>ЗАПРЕТ</i>	ЗАПРЕТ (наличие входа вызывает появление выхода тогда, когда происходит условное событие)

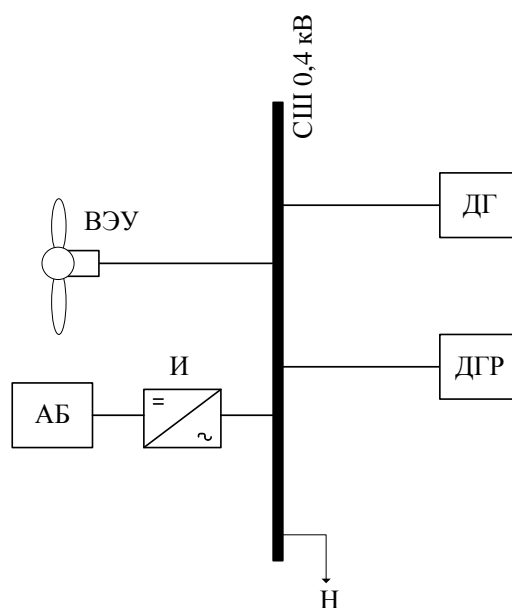


Рисунок 2.1 – Структурная схема автономного ВДК: ВЭУ – ветроэнергетическая установка; ДГ – рабочий дизельный генератор; ДГР – резервный дизельный генератор, И – инвертор; АБ – аккумуляторная батарея; Н – нагрузка

ДДО – это дальнейшее развитие традиционного метода ДО путем введения новых логико-динамических операторов (динамические вершины) в деревья отказов.

В ДДО используются три динамических оператора (рисунок 2.2): приоритетное И (*PAND*), последовательность возникновения событий (*SEQ*), состояние резерва (*SPARE*). В таблице 2.2 приведено графическое обозначение и описание логико-динамических операторов.

ВДК часто функционируют в различных погодных условиях. В ДДО моделирование погодных условий выполняется путем разбиения деревьев на несколько независимых фрагментов. При построении ДДО для ВДК учитываются расчетная скорость ветра $v_{\min} < v < v_{\max}$ (нормальные погодные условия), при которой ВЭУ развивает мощность от нуля до номинальной, и нерасчетная скорость ветра $v_{\max} \leq v$; $v \leq v_{\min}$ (неблагоприятные погодные условия), при которой установка не вырабатывает электроэнергию.

Влияние нерасчетной скорости ветра на функционирование ВЭУ в ДДО отражено с помощью логического знака «ЗАПРЕТ» (шестиугольник) [77] (рисунок 2.2). Логический знак «ЗАПРЕТ» применяется для представления вероятностных причинных связей.

Событие, помещенное под логическим знаком «ЗАПРЕТА», это входное событие, а событие, расположенное сбоку – условное событие. Выходное событие происходит, если входное и условное события имеют место. Применение в ДО логического знака «запрет» с ограничительным условием на входе дает на выходе событие, которое происходит с какой-то определенной вероятностью. При этом ограничительное условие представляет собой вероятностный весовой фактор, который определяется с помощью гистограммы распределения скоростей ветра в месте расположения ВДК. Гистограмма распределения скоростей ветра характеризует повторяемости скоростей ветра за исследуемый период [80]. Она показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода ветер имел определенную скорость.

Предполагая, что продолжительности периодов с нерасчетной и расчетной скоростью ветра T_o , T_N подчиняются экспоненциальному закону распределения, для интенсивностей появления нерасчетной скорости ветра и восстановления расчетной скорости ветра принимаем $\lambda_v = 1/T_o$ и $\mu_v = 1/T_N$ [81,82]. Интенсивность отказов λ_v приблизительно равна частоте периодов неблагоприятной погоды.

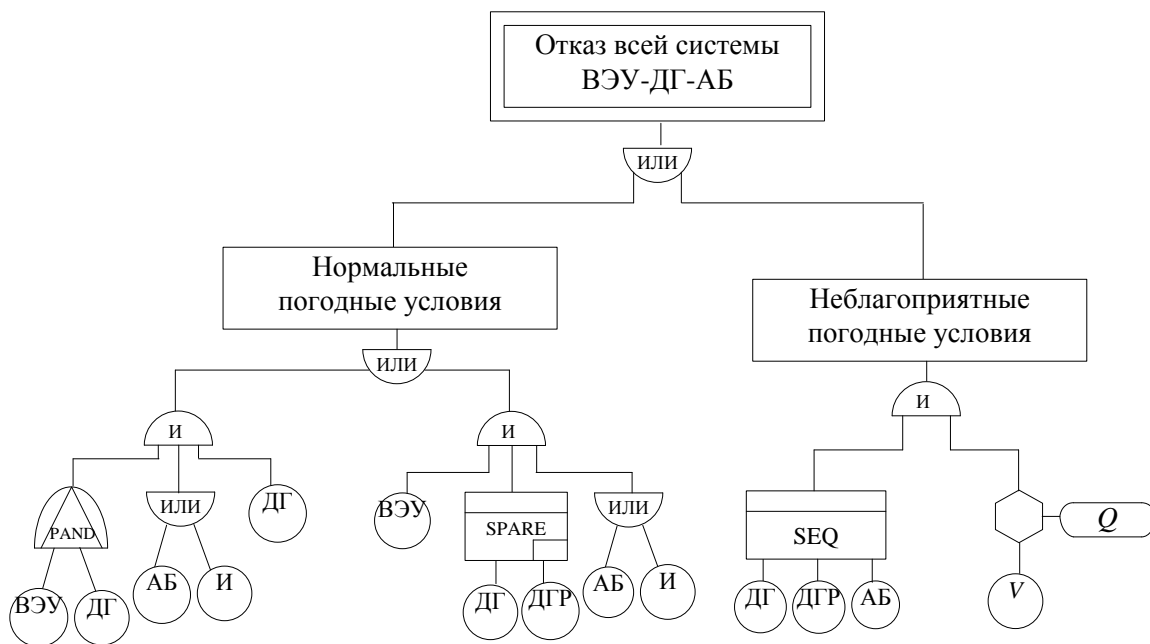


Рисунок 2.2 – Динамическое дерево отказов для автономного ВДК: *PAND*, *SEQ*, *SPARE* – динамические операторы; *V* – отказ ВЭУ по причине погодных условий; *Q* – ограничительное условие

Таблица 2.2 – Логико-динамические операторы

Обозначение в ДДО	Название	Описание
	<i>PAND</i>	Приоритетное И (учитывает последовательность происходящих событий)
	<i>SEQ</i>	Последовательность возникновения событий (учитывает строгую последовательность возникновения событий)
	<i>SPARE</i>	Состояния резерва (учитывает состояние резервных элементов системы)

Оператор *PAND* моделирует ситуацию последовательного возникновения входных событий. *PAND* достигает состояния отказа, если все его входных элементы отказали в заранее указанном порядке (слева направо). Однако отказ может произойти не только в одном случае.

Оператор *SEQ* моделирует процесс возникновения событий, которые могут происходить в строго определенном порядке и не допускает другой последовательности отказов.

Оператор *SPARE* моделирует один или несколько основных элементов и их резервные элементы. Резервный элемент может потерпеть отказ даже тогда, когда он находится в состоянии покоя, тогда частота отказов не приведенного в действие резервного элемента ниже, чем частота отказов соответствующего приведенного в действие резерва. Точнее, λ – частота отказов приведенного в действие резервного элемента, а $\alpha\lambda$ является частотой отказов неприведенного в действие резервного элемента, где $0 \leq \alpha \leq 1$ является фактором покоя.

Моделирование динамических операторов может выполняться с помощью различных моделей. В [83-87] предложен ряд моделей для моделирования динамических операторов в ДО. В работе [83] показано как можно выполнить декомпозицию ДДО путем его разбиения на независимые суб-деревья (поддеревья). При этом отдельные части дерева отказов, содержащие в себе динамические операторы, представляются с помощью марковских моделей, учитывающие развитие процесса возникновения базовых событий во времени. Такой метод анализа ДДО подходит для систем с небольшим количеством основных элементов, так как увеличение числа элементов системы усложняет процедуру анализа. В работе [84] предложен метод, позволяющий устранить недостатки предыдущего метода, путем разбиения поддеревьев еще на несколько независимых частей. Метод численного интегрирования для моделирования динамических операторов был рассмотрен в [85]. В [86] предложен метод на основе Байесовской сети для преодоления трудностей анализа ДДО с помощью метода пространства состояний. Что-

бы получить решение для динамических операторов в [87] было предпринято моделирование на основе метода Монте-Карло.

При экспоненциальных распределениях представление динамических операторов выполняется посредством марковского моделирования [88].

На рисунке 2.3 показаны диаграммы пространства состояний динамических операторов ДДО применительно к схеме ВДК, представленной на рисунке 2.1. В качестве параметров моделей используются интенсивности отказов λ , 1/год, и восстановлений μ , 1/год. Затененные состояния в диаграммах являются отказом всех элементов системы.

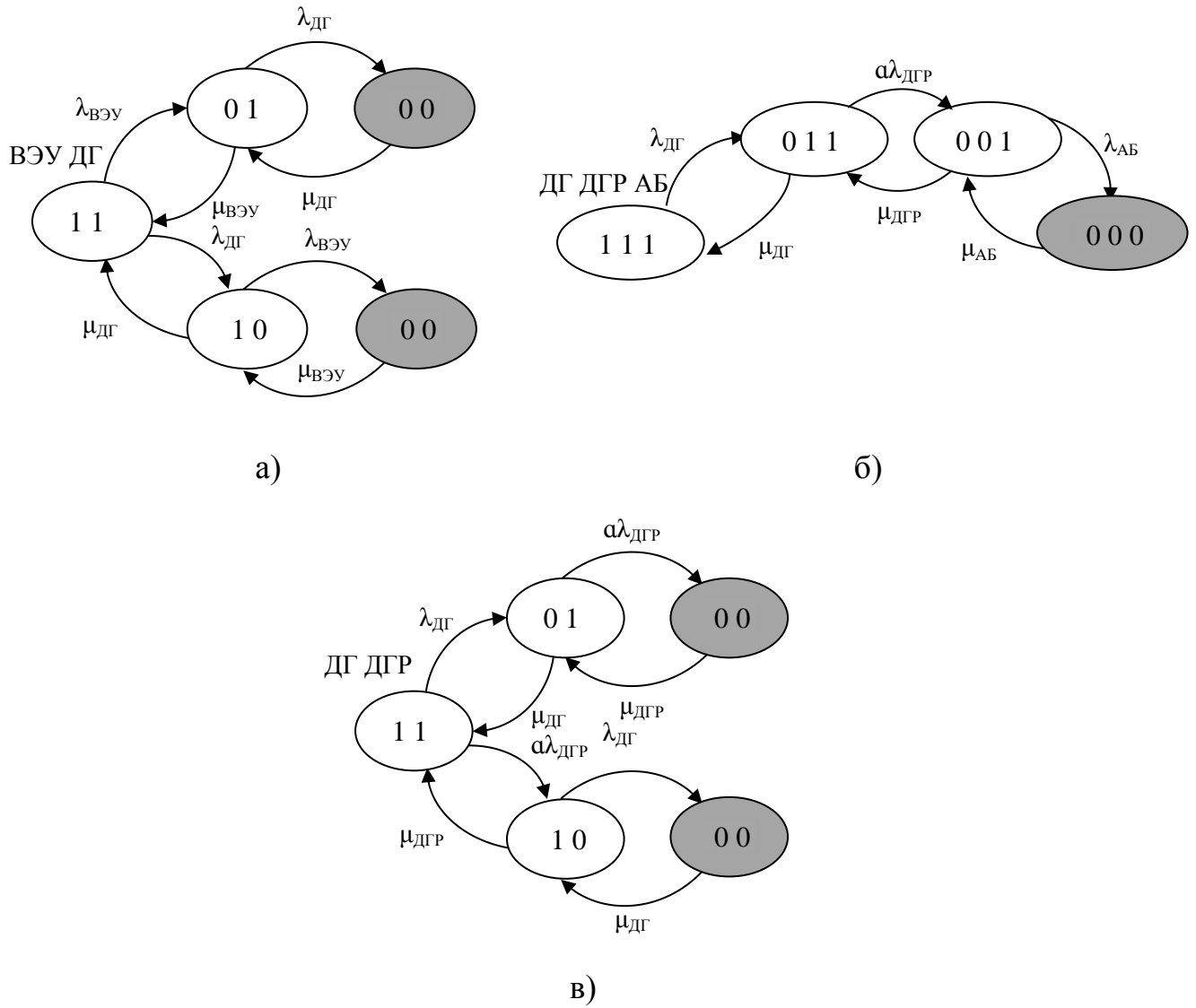


Рисунок 2.3 – Марковские модели для динамических операторов ДДО: а) *PAND*; б) *SEQ*; в) *SPARE*: 1 – работоспособное состояние элемента системы, 0 –

неработоспособное состояние элемента системы; $\alpha\lambda$ – интенсивность отказов резервного элемента системы

На основании построенных диаграмм необходимо составить систему дифференциальных уравнений, решение которой позволяет получить показатели надежности: вероятности n состояний установки $P_n(t)$, коэффициент готовности K_{Γ} .

Переходы состояний описываются системой дифференциальных уравнений

$$p'_k(t) = -p_k(t) \sum_{i \in e(k)} \lambda_{ki} + \sum_{i \in E(k)} \lambda_{ik} p_i(t), \quad (2.1)$$

где $i \in A$ означает, что суммирование ведется по всем таким состояниям i , которые относятся к множеству A ; $E(k)$ – множество состояний, из которых возможен непосредственный переход в некоторое состояние k ; $e(k)$ – множество состояний, в которые возможен непосредственный переход из данного состояния k ; $p_i(t)$ – вероятность пребывания системы в i -ом состоянии в момент времени t ; λ_{ik} – интенсивность перехода из состояния i в состояние k .

Если граф состояний содержит n различных состояний, то в результате может быть составлено n различных дифференциальных уравнений. Для определения вероятностей состояний необходимо записать n уравнений и одно дополнительное уравнение вида

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1. \quad (2.2)$$

В соответствии с (2.1) и (2.2) получим систему дифференциальных уравнений для определения коэффициента готовности динамического оператора *PAND* применительно к схеме ВДК, представленной на рисунке 2.1.

$$\left. \begin{aligned} p'_{11}(t) &= -(\lambda_{\text{ВЭУ}} + \lambda_{\text{ДГ}})p_{11}(t) + \mu_{\text{ВЭУ}}p_{01}(t) + \mu_{\text{ДГ}}p_{10}(t); \\ p'_{01}(t) &= \lambda_{\text{ВЭУ}}p_{11}(t) - (\lambda_{\text{ДГ}} + \mu_{\text{ВЭУ}})p_{01}(t) + \mu_{\text{ДГ}}p_{00}(t); \\ p'_{00}(t) &= \lambda_{\text{ДГ}}p_{01}(t) + \lambda_{\text{ВЭУ}}p_{10}(t) - (\mu_{\text{ДГ}} + \mu_{\text{ВЭУ}})p_{00}(t); \\ p'_{10}(t) &= \lambda_{\text{ДГ}}p_{11}(t) - (\lambda_{\text{ВЭУ}} + \mu_{\text{ДГ}})p_{10}(t) + \mu_{\text{ВЭУ}}p_{00}(t). \end{aligned} \right\}$$

В результате решения системы уравнений получаем значения вероятностей состояний для динамического оператора и стационарный коэффициент готовности с учетом работоспособных состояний по формуле

$$K_{\Gamma}^{\text{оп}} = \sum_{i=1}^k P_i, \quad (2.3)$$

где k – работоспособные состояния ВДК.

Показателем выходного события соответствующего динамического оператора является коэффициент простоя

$$q^{\text{оп}} = 1 - K_{\Gamma}^{\text{оп}}. \quad (2.4)$$

Динамические операторы *PAND* и *SEQ* являются частными случаями статического оператора И. В таблице 2.3 представлено сравнение применения статического оператора И и динамических операторов *PAND* и *SEQ*. Оценки выполнены для двух входных событий А и В с их соответствующими частотами отказов (λ_A , λ_B) и интенсивностями восстановлений (μ_A , μ_B). Коэффициент простоя оценивается для разных случаев, что позволяет увидеть чувствительность результатов применения динамических и статических операторов.

Таблица 2.3 – Сравнение статического И и динамических операторов *PAND* и *SEQ*

№	Случай	Вариант/ситуация	Неготовность ($q_{\text{п}}$)			Различие, %
			<i>PAND</i>	<i>SEQ</i>	И	
1	$\lambda_A=1,1; \lambda_B=0,001$ $\mu_A=1,02; \mu_B=0,026$	$\lambda_A \gg \lambda_B$ $\mu_A \gg \mu_B$	$3,8 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$4,5 \cdot 10^{-4}$	98,8
2	$\lambda_A=1,1; \lambda_B=0,001$ $\mu_A=0,026; \mu_B=1,02$	$\lambda_A \gg \lambda_B$ $\mu_A \ll \mu_B$	$1,9 \cdot 10^{-3}$	$9,6 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-4}$	78,4
3	$\lambda_A=0,001; \lambda_B=1,1$ $\mu_A=1,02; \mu_B=0,026$	$\lambda_A \ll \lambda_B$ $\mu_A \gg \mu_B$	$9,4 \cdot 10^{-4}$	$3,9 \cdot 10^{-2}$	$4,1 \cdot 10^{-4}$	Незначительно
4	$\lambda_A=0,001; \lambda_B=1,1$ $\mu_A=0,026; \mu_B=1,02$	$\lambda_A \ll \lambda_B$ $\mu_A \ll \mu_B$	$9,4 \cdot 10^{-4}$	$3,9 \cdot 10^{-2}$	$4,5 \cdot 10^{-4}$	Незначительно

Из полученных результатов можно сделать выводы:

- Для всех представленных случаев статический оператор И дает результат в одном и том же порядке в отличии от динамического оператора *PAND*;
- В случаях, когда $\lambda_A \gg \lambda_B$, $\mu_A \gg \mu_B$ и $\lambda_A \ll \lambda_B$, $\mu_A \ll \mu_B$ применение статического оператора И не дает различий в полученном коэффициенте простоя ($q_{\Pi} = 4,5 \cdot 10^{-4}$), также как и в случаях, когда $\lambda_A \gg \lambda_B$, $\mu_A \ll \mu_B$ и $\lambda_A \ll \lambda_B$, $\mu_A \gg \mu_B$ ($q_{\Pi} = 4,1 \cdot 10^{-4}$), в то время как динамический оператор *PAND* позволяет получить различные значения, что связано с учетом последовательности происходящих событий;
- Вне зависимости от величины интенсивности восстановлений операторы И и *PAND* дают результаты в одном и том же порядке, когда $\lambda_A \ll \lambda_B$.

Для количественной оценки выходного события ДДО применяется метод МСО [77], позволяющий учесть отказы ВЭУ по причине погодных условий. Предполагается, что исходные события отказа статически независимы и $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, $\mu(t) = \mu = \text{const}$. МСО реализуется если все исходные события A_1, \dots, A_n происходят в нем.

Если элемент является невосстанавливаемым, то коэффициент простоя определяется согласно выражению

$$q_j(t) = 1 - \exp(-\lambda_j t) = \lambda_j t. \quad (2.5)$$

Для восстанавливаемого элемента

$$q_j(t) = \frac{\lambda_j}{\lambda_j + \mu_j} [1 - \exp(-(\lambda_j + \mu_j)t)]. \quad (2.6)$$

При $t \rightarrow \infty$ и при $\lambda_j / \mu_j \ll 1$

$$q_j(t) = \frac{\lambda_j}{\lambda_j + \mu_j} \approx \frac{\lambda_j}{\mu_j}. \quad (2.7)$$

Вероятность возникновения i -го МСО в момент времени $t - q_i^*(t)$ получаем при пересечении (конъюнкции) исходных событий

$$q_i^*(t) = P(A_1 \text{ I } A_2 \text{ I } \dots \text{ I } A_n) = \prod_{j=1}^n q_j(t), \quad (2.8)$$

где n – число членов МСО; $q_j(t)$ – вероятность наступления j -го исходного события в МСО, произошедшего в момент времени t .

Вероятность существования i -го МСО

- при отсутствии в i -м МСО динамических операторов

$$q_i^* = \prod_{j=1}^n q_j, \quad (2.9)$$

где n – число МСО;

- при включении в i -е МСО динамических операторов

$$q_i^{*OP} = \prod_{k=1}^m q_k^{OP} \prod_{j=1}^n q_j, \quad (2.10)$$

где m – число k -х динамических операторов, входящих в i -е МСО.

Коэффициент простоя ВЭУ по причине погодных условий при нерасчетной скорости ветра

$$q_V = \frac{\lambda_V}{\lambda_V + \mu_V} [1 - e^{-(\lambda_V + \mu_V)t}]. \quad (2.11)$$

Событие появления нерасчетной скорости ветра, входящие в ДО, представляет собой ограничительное условие. В связи с этим показатель q_V необходимо помножить на ограничительный коэффициент q . Тогда вероятность существования и ожидаемое число появления МСО отказа ВЭУ по причине погодных условий

$$q_V^* = q_V \cdot q. \quad (2.12)$$

Вероятность существования l -го МСО при нерасчетной скорости ветра и включении k -го динамического оператора определяется по формуле

$$q_l^* = q_V^* q_k^{OP}. \quad (2.13)$$

На основе выше приведенных формул можно определить показатели надежности ВДК в целом по выражению

$$q_C \approx \sum_{i=1}^{N_C} (q_i^* + q_i^{*OP}) + \sum_{l=1}^{N_d} q_l^*, \quad (2.14)$$

где N_c – число МСО в ветродизельном комплексе при расчетной скорости ветра; N_d – число МСО при нерасчетной скорости ветра, включающих динамические операторы.

Среднее значение аварийной недовыработки энергии ВЭУ в течение длительности нормальных погодных условий определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{НП}}^{\text{ВЭУ}} = P_{\text{ср}}^{\text{ВЭУ}} \cdot T_{\text{НП}} \cdot q_{\text{ВЭУ}}, \quad (2.15)$$

где $P_{\text{ср}}^{\text{ВЭУ}}$ – математическое ожидание средней мощности ВЭУ; $T_{\text{НП}}$ – длительность нормальных погодных условий; $q_{\text{ВЭУ}}$ – коэффициент простоя ВЭУ из-за технических отказов.

Годовая недовыработка электроэнергии ВЭУ при неблагоприятных погодных условиях

$$\Delta W^{\text{ВЭУ}} = P_{\text{ср}}^{\text{ВЭУ}} \cdot (8760 - T_{\text{НП}}) \cdot q_v^*, \quad (2.16)$$

Снижение выработки электроэнергии, вызванное потерей ДГ $\Delta W_{\text{ДГ}}$, определяется по выражению

$$\Delta W^{\text{ДГ}} = 8760 \cdot P_{\text{ДГ}} \cdot q_{\text{ДГ}}, \quad (2.17)$$

где $P_{\text{ДГ}}$ – мощность ДГ; $q_{\text{ДГ}}$ – коэффициент простоя ДГ из-за отказов.

Потеря запасенной в АБ электроэнергии, вызванная ее отказом, определяется по формуле

$$\Delta W^{\text{АБ}} = q_{\text{АБ}} \cdot C_{\text{АБ}} \cdot U_{\text{АБ}} \cdot n_{\text{АБ}}, \quad (2.18)$$

где $q_{\text{АБ}}$ – коэффициент простоя АБ из-за отказов; $n_{\text{АБ}}$ – число АБ; $C_{\text{АБ}}$ и $U_{\text{АБ}}$ – соответственно емкость и напряжение одной АБ.

Таким образом, величина недовыработки электроэнергии ВДК вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{ВДК}} = \Delta W_{\text{НП}}^{\text{ВЭУ}} + \Delta W^{\text{ВЭУ}} + \Delta W^{\text{ДГ}} + \Delta W^{\text{АБ}}. \quad (2.19)$$

Применение логико-вероятностного метода на основе динамического дерева отказов для оценки надежности ВДК является достаточно трудоемким и требует привлечения ЭВМ. В рамках диссертационной работы разработана компьютерная программа, реализующая вышеописанный метод ДДО. Метод ДДО реализован в среде Lazarus на языке Free Pascal.

Формирование ДДО выполняется инженером-проектировщиком с помощью специализированного языка. Описание дерева на этом языке представляет собой текстовый файл, в котором каждая строка описывает один элемент ДДО. Каждый оператор (И, ИЛИ, *PAND*, *SPARE*, *SEQ*) описывается ключевыми словами. Отношение вложенности между операторами зависит от количества пробельных символов в начале каждой строки. Представленный способ позволяет удобным образом строить ДДО, при этом параллельно вводить или дополнять информацию по элементам ВДК. Для расчета динамических операторов в программе реализованы марковские процессы с дискретным множеством состояний.

В результате работы программа последовательно определяет: все возможные сечения отказов; все минимальные сечения отказов; количественные показатели надежности (интенсивности отказов и восстановлений элементов, коэффициент простоя, коэффициент готовности) для каждого МСО; показатели надежности для завершающего события. Блок-схема разработанной компьютерной программы приведена в Приложении Б.

2.2 Мультиматричный метод для расчета надежности солнечно-дизельной установки

Представление погоды моделью с двумя состояниями – чередующимися периодами нормальных и неблагоприятных погодных условий подходит для описания математической модели надежности автономных энергокомплексов на основе ВЭУ. Однако она не может быть применена к автономным установкам с использованием ФЭП. Это связано с суточной цикличностью и сезонной изменчивостью интенсивности солнечного излучения.

Для анализа надежности солнечно-дизельной установки (рисунок 2.4) предлагается мультиматричный метод, позволяющий выявить все виды аварий, возможных при совпадении отказов ее элементов с ремонтными и эксплуатаци-

онными режимами, отличающимися составом и вероятностью повреждений оборудования, а также с учетом длительности периодов и величины солнечного излучения [89].

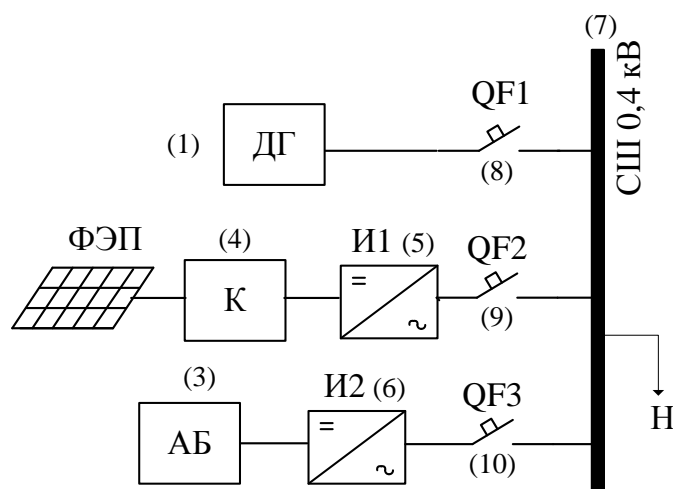


Рисунок 2.4 – Схема автономной солнечно-дизельной установки: ФЭП – блок фотоэлектрических преобразователей; К – конвертор; И1, И2 – инвертор; АБ – блок аккумуляторных батарей; QF1, QF2, QF3 – автоматические выключатели 0,4 кВ

Величина солнечной инсоляции, влияющей на режимы работы ФЭП, учитывается путем использования актинометрических данных для конкретного местоположения СДУ. На территории России наиболее полной является спутниковая база данных, созданная Национальным агентством аэронавтики и исследования космического пространства США NASA SSE [13].

При малочисленности или отсутствии актинометрических данных поступление солнечной энергии может быть изучено прямым методом, основанным на данных измерений, или косвенным с использованием специальной математической модели.

Большой объем данных о солнечной радиации затрудняет выполнение практических исследований по оценке надежности, поэтому полученные актинометрические данные для конкретного местоположения СДУ необходимо сгруппировать. Эта процедура выполняется путем объединения близко лежащих среднесу-

точных значений солнечной радиации по месяцам года и получения их среднего значения. Таким образом, мультиматричный метод оценки надежности СДУ позволяет получить мульти-модель солнечной радиации с несколькими состояниями $T_1, T_2, T_3, \dots, T_p$ ($p=1, 2, 3, \dots, l$).

Все элементы СДУ: фотоэлектрические преобразователи, инверторы, конвертор, банк аккумуляторных батарей, дизельный генератор – получают номера $i = 1, 2, \dots, n$. Входными параметрами являются интенсивность отказов λ_i и среднее время восстановления τ_i элементов СДУ.

Для каждого из рассматриваемых мульти-состояний $(T_1, T_2, T_3, \dots, T_p)$ назначаются режимы работы СДУ по полной схеме $j=0$ и ремонтные режимы работы установки $j=1, \dots, m$, отличающиеся составом и вероятностью повреждения оборудования.

Относительная длительность ремонтных и эксплуатационных режимов определяется по формуле

$$q_j = \lambda_{ij} \tau_{ij} \cdot \frac{T_p}{8760}, \quad (2.20)$$

где λ_{ij} – интенсивность отказов элементов СДУ, τ_{ij} – среднее время восстановления элементов СДУ. Режиму нормальной работы установки присваивается номер $j=0$, относительная длительность нормального режима рассчитывается по выражению

$$q_0 = \frac{T_p}{8760} \left(1 - \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} \tau_{ij} \right). \quad (2.21)$$

Последствия отказов элементов установки в различных режимах проявляются как аварии с определенной степенью нарушения работоспособности СДУ: потеря фотоэлектрических преобразователей, дизельного генератора, банка аккумуляторных батарей, инвертора, конвертора и т. д. Все возможные аварии получают свой код $k = 1, 2, 3, \dots, l$.

Анализ надежности схемы СДУ осуществляется с помощью формализованной записи логических связей конъюнкций $j \cap i$ с их результатом – авариями того

или иного вида. Для расчетов необходимо сформировать матрицы логических связей отказов, режимов и аварий, фиксирующих какие отказы к какой аварии приводят в каждом из режимов, для каждого состояния T_p (рисунок 2.5).

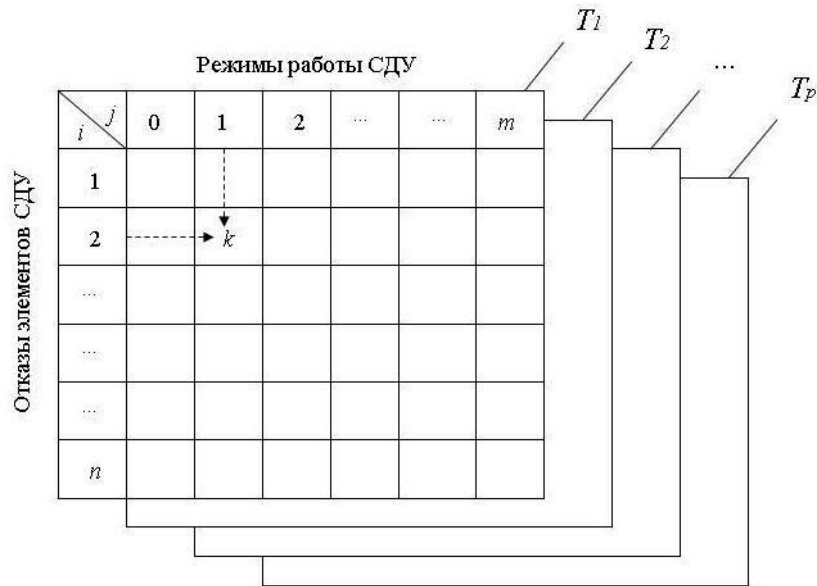


Рисунок 2.5 – Матрицы логических связей отказов, режимов и аварий для мульти-состояний T_p

В каждой матрице на пересечении столбца j и строки i возможно появление аварии с кодом k . Таким образом, можно сформировать массив конъюнкций $\{j \cap i\}$, а затем идентифицировать каждую конъюнкцию как аварию k -го вида.

Формировать массив конъюнкций $\{j \cap i\}$, а затем идентифицировать каждую конъюнкцию как аварию k -го вида в ходе индуктивного анализа можно с помощью топологического исследования схемы электрических соединений СДУ.

Вывод расчетных выражений для частоты и длительности аварий основан на последовательном применении формулы полной вероятности при рассмотрении множества возможных конъюнкций [90]. Вероятность события (аварии) k -го вида в j -м режиме связана с вероятностью отказа какого-либо элемента из n формулой полной вероятности

$$P_{kj} = \sum_{i=0}^n P(ji)P(k / ji), \quad (2.22)$$

где $P(ij)$ – вероятность отказа i -го элемента в j -м режиме, $P(k/ij)$ – вероятность возникновения аварии k -го вида при условии отказа i -го элемента в j -м режиме.

Вероятность $P(k/ij)$, в свою очередь, связана с вероятностью действий коммутационной аппаратуры $P(jisp)$ формулой полной вероятности

$$P(k / jis) = \sum_{p=0}^{\nu} P(jisp)P(k / jisp). \quad (2.23)$$

Индекс $p=0$ отнесем к безотказному действию всей коммутационной аппаратуры, а число ν определяется возможными сочетаниями отказов в отключении одного, двух или трех аппаратов одновременно.

В предположении безотказной работы релейной защиты, автоматики и правильных действий персонала расчет частоты аварий k -го вида осуществляется по формуле

$$\Lambda(k_{o,p} / k_{в,p}) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_{ji} \lambda_{ji} L(j, i, k), \quad (2.24)$$

$$L(j, i, k) = \begin{cases} 1, & \text{если } j \text{ I } i = k \\ 0, & \text{если } j \text{ I } i \neq k \end{cases}$$

где q_j – относительная длительность j -го режима, λ_i – частота отказов с коротким замыканием i -го элемента схемы, L – условная вероятность, являющаяся логической функцией для k -й аварии (о.п. – оперативные переключения; в.р. – восстановительный ремонт).

Среднее время восстановления нормального режима работы СДУ (выдача мощности для электроснабжения потребителей) после аварии k -го вида определяется как математическое ожидание по всей совокупности соответствующих конъюнкций по выражению

$$\tau(k) = \frac{1}{\Lambda(k)} \left(\sum_{j=0}^m \sum_{i=0}^n \sum_{s=1}^u q_i \lambda_i Q(s/i) \tau(j, i, s) L(j, i, s, k) \right), \quad (2.25)$$

где $\tau(j, i, k)$ – время восстановления нормального функционирования установки после аварии k -го вида в j -м режиме при отказе i -го элемента.

Расчетная формула мультиматричного метода для определения величины недовыработки электроэнергии СДУ в течение длительности состояния T_p имеет вид

$$\Delta W_p = T_p \sum_k^l \Lambda(k) \tau(k) \Delta N(k), \quad (2.26)$$

где $\Delta N(k)$ – величины аварийных снижений мощности при авариях k -го вида с длительностью их существования $\tau(k)$.

Годовая недовыработка электроэнергии СДУ определится по формуле

$$\Delta W = \sum_k^l \Delta W_p. \quad (2.27)$$

Для реализации предложенного метода разработана компьютерная программа в среде «GUIDE», входящая в состав пакета программ «MATLAB». Формирование массива конъюнкций $\{j \cap i\}$ осуществляется компьютерной программой, в которой для идентификации аварий используется топологический метод проверки связности узлов схемы электрических соединений СДУ. При этом схема представляется в виде графа, где узлами являются ДГ, ФЭП, АБ, сборные шины 0,4 кВ и отходящие линии, а ветвями – электрическая связь между ними. Топологический анализ заключается в определении отключившихся узлов и идентификации их вида при наложении отказов узлов и отключений ветвей на режим коммутации схемы в нормальных условиях работы и при производстве ремонтов узлов и ветвей. Блок-схема разработанной компьютерной программы приведена в Приложении В.

2.3 Модель объединенной системы для оценки надежности гибридного ветро-солнечно-дизельного энергокомплекса

При оценке надежности энергокомплексов, включающих ВЭУ, ФЭП и ДГ (рисунок 2.6), возникают трудности, связанные с различными принципами функционирования оборудования системы генерации. Для расчета надежности таких

установок предлагается модель объединенной системы [76,91], которая включает в себя три взаимосвязанные системы с энергоблоками, состоящими из ВЭУ, ФЭП и ДГ, различающимися по номинальной мощности и показателям надежности.

Представленная схема гибридного энергетического комплекса предусматривает объединение различных источников электроэнергии на шине переменного тока. В состав ВЭС и СЭС могут входить ряд агрегатов с изменяющейся мощностью в зависимости от погодных условий.

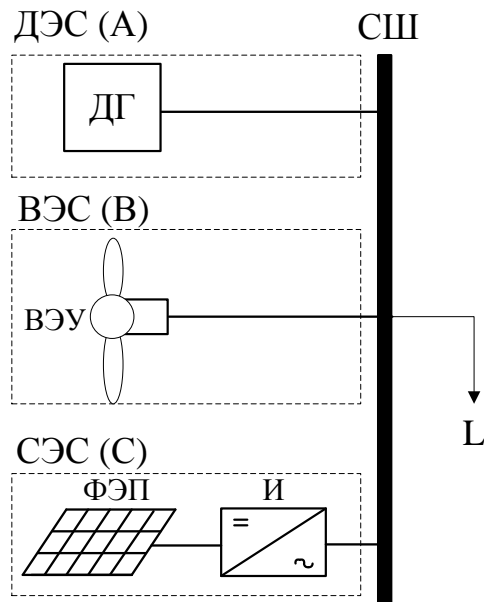


Рисунок 2.6 – Структурная схема автономной ветро-солнечно-дизельной системы генерации: ДЭС – дизельная электростанция (А); ВЭС – ветроэлектростанция (В); СЭС – солнечная электростанция (С); L – нагрузка

Таким образом, три системы A , B , C с установленной мощностью Z_A , Z_B , Z_C объединены в концентрированную систему U . Распределения вероятностей состояний каждой системы с располагаемой мощностью $P[S_A(k)]$, $P[S_B(j)]$, $P[S_C(i)]$ (при простаивающих блоках) могут быть получены на всем множестве значений $\{S_A(k)\}$, $\{S_B(j)\}$, $\{S_C(i)\}$ с помощью вероятностной модели.

Множество состояний системы U со своими значениями мощности $S(u)$ представляется с помощью матрицы размером $n_A \times n_B \times n_C$, где n_A , n_B , n_C – числа со-

стояний располагаемой мощности систем. Комбинации возможных состояний мощности трех систем представлены на рисунке 2.7 в виде трехмерной диаграммы.

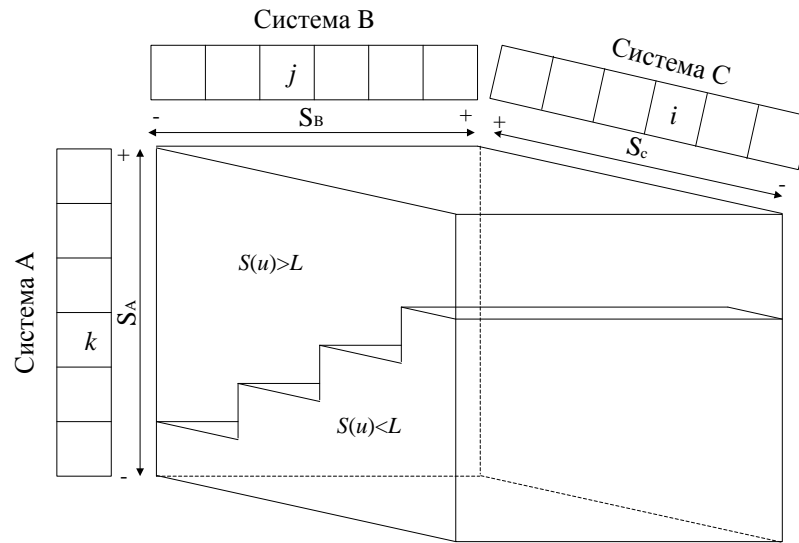


Рисунок 2.7 – Диаграмма объединенных состояний мощности систем A , B и C

Определение величин мощности объединенной системы $S(u)$ при различных сочетаниях $\{S_A(k)\}$, $\{S_B(j)\}$, $\{S_C(i)\}$ при постоянной нагрузке L производится по формуле

$$S(u) = S_A(k) + S_B(j) + S_C(i) - L \quad (2.28)$$

Вычисление вероятностей значений $S(u)$ выполняется по выражению

$$P[S(u)] = \sum_k \sum_j \sum_i [P(S_A(k))P(S_B(j))P(S_C(i))B(k, j, i, u);$$

$$B(k, j, i, u) = \begin{cases} 1, & \text{если } S(k, j, i) = S(u), \\ 0, & \text{если } S(k, j, i) \neq S(u), \end{cases} \quad (2.29)$$

где $S(k, j, i)$ – элемент трехмерной матрицы на пересечении k -ой строки, j -го столбца и i -ой строки.

Математическое ожидание дефицита мощности при снижении располагаемой мощности в системе

$$M[D] = \sum_u P[S(u)] \cdot D(u), \quad (2.30)$$

где $D(u)$ – величина дефицита мощности в объединенной системе при $S(u) < L$.

Среднегодовой недоотпуск электроэнергии потребителям

$$\Delta W = 8760 \cdot M[D]. \quad (2.31)$$

Для реализации предложенного метода разработана компьютерная программа в среде «Delphi», входящая в состав пакета программ «Embarcadero RAD Studio». Расчет надежности гибридного ЭК, состоящего из трех объединенных систем, реализуется путем создания трёхмерного массива $\{S(u)\}$ и выборки из него необходимой информации с последующим расчётом таких показателей как: вероятность отказа любой совокупности генерирующих блоков, входящих в разные системы; располагаемая мощность системы с учётом отказавших источников генерации; математическое ожидание дефицита мощности; суммарный недоотпуск электроэнергии за расчетный промежуток времени. Блок-схема разработанной компьютерной программы приведена в Приложении Г.

Выводы по главе 2

1. Усовершенствован логико-вероятностный метод на основе динамического дерева отказа для оценки надежности автономного ветродизельного комплекса с учетом скорости ветра, отличающийся от использующихся в настоящее время методов возможностью моделировать зависимые процессы отказов, анализировать последовательность происходящих событий, учитывать состояния резервных элементов системы и коммутационной аппаратуры путем введения в деревья отказов динамических операторов (*PAND*, *SEQ* и *SPARE*), реализуемых с помощью марковских моделей. Введение динамических операторов в деревья отказов, позволяет строить более адекватные модели.

2. Предложен мультиматричный метод для расчета надежности автономной солнечно-дизельной установки, основанный на вероятностной модели, позволяющий учитывать стохастический характер солнечной радиации посредством получения мульти-состояний. А также выявить все виды аварий, возможных при

совпадении отказов элементов установки с ремонтными и эксплуатационными режимами, отличающимися составом и вероятностью повреждения оборудования.

3. Развита модель надежности объединенной системы генерации, в состав которой входят ВЭУ, ФЭП и ДГ, позволяющая учесть отказы генерирующих элементов системы, погодные условия и оценить недоотпуск электроэнергии потребителям.

4. Создан комплекс программ, реализующих усовершенствованные методы оценки надежности АСГ на основе ВИЭ. Предложенные модели и компьютерные программы могут быть применены проектными энергокомпаниями для выполнения сравнительного анализа надежности вариантов схем объекта и обоснования выбора оптимального варианта с учетом надежности.

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

3.1 Критерий экономической эффективности технических решений

Анализ надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии должен быть выполнен совместно с оценкой экономической эффективности, на основе которых определяется оптимальный вариант схемы системы генерации из числа некоторых возможных.

В настоящее время при сопоставлении вариантов систем генерации на основе ВИЭ применяются различные критерии. В работах [92,93] критерием экономической эффективности служит минимум приведенных затрат, позволяющий учитывать капитальные затраты на проектирование и строительство системы генерации на основе ВИЭ, а также затраты на заработную плату, топливо, техническое обслуживание, ремонт и замену элементов системы (эксплуатационные издержки). Наиболее распространенным критерием является себестоимость производимой электроэнергии [94-97], который широко применяется в зарубежных работах [98-101]. Значимым критерием экономической эффективности является срок окупаемости, так как в наибольшей степени определяет инвестиционную привлекательность проекта [12,102]. Показатель – чистый дисконтированный доход, характеризующий превышение суммарных денежных поступлений над суммарными денежными затратами для проекта, используется в [103,104].

Представленные критерии позволяют дать полное представление об экономической целесообразности объекта на основе ВИЭ в рассматриваемом регионе, определить оптимальную структуру системы, оценить конкурентоспособность

ВИЭ с другими традиционными источниками энергии, повысить эффективность проектных работ по разработке систем генерации на основе ВИЭ.

Однако технико-экономический анализ с помощью представленных критериев не позволяет учесть надежность работы оборудования АСГ на основе ВИЭ, что влияет на достоверность полученных результатов. Необходимо отметить, что существует сравнительно мало работ оценки экономической эффективности систем генерации на основе ВИЭ связанных с учетом надежности [105,106].

В работе в качестве критерия выбора оптимального технического решения предлагается принять – минимум приведенных затрат, позволяющий учитывать разные затраты связанные с системой генерации, содержащей ветровую и/или солнечную энергию. Они включают затраты, связанные с требуемыми инвестициями и эксплуатацией системы, и затраты от перерыва электроснабжения потребителей (ущерб).

В действительности по ряду причин сравниваемые варианты АСГ на основе ВЭУ и/или ФЭП обладают неодинаковой степенью надежности, поэтому при их сравнении требуется введение в расчетные формулы элемента, с определенной степенью точности учитывающего возможный ущерб вследствие нарушения электроснабжения потребителей (из-за аварийных отказов элементов системы).

Затраты, обусловленные аварийным перерывом электроснабжения, можно рассматривать как математическое ожидание дополнительных эксплуатационных расходов, которые несет АСГ помимо основных затрат на сооружение и нормальную эксплуатацию.

Расчетная формула приведенных затрат АСГ на основе ВИЭ с учетом надежности

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Y \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

где E_H – норма дисконтирования, принимаемая равной ключевой ставке ЦБ РФ; K_{Σ} – величина капитальных затрат; I_{Σ} – суммарные текущие издержки; Y – математическое ожидание ущерба.

Оптимальным вариантом считается тот, у которого приведенные затраты минимальны.

Суммарные капитальные затраты автономной системы генерации на основе ВИЭ состоят из стоимости ее оборудования, а также сопутствующих затрат, связанных с транспортировкой, монтажом, затратами на проектные работы и другими дополнительными затратами, выражение для их определения будет иметь вид

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ВИЭ}} + K_{\text{ДГ}} + K_{\text{сист.ак}} + K_{\text{всп.об}} + K_{\text{доп}} = 1,3 \cdot K_{\text{ЭК}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ВИЭ}}$ – капитальные затраты на ВИЭ; $K_{\text{ДГ}}$ – общие капиталовложения в ДГ; $K_{\text{сист.ак}}$ – полная стоимость системы аккумулирования энергии; $K_{\text{всп.об}}$ – стоимость вспомогательного оборудования, необходимого для работы ВДК (инвертор, кабели, коммутационная аппаратура и пр.); $K_{\text{доп}}$ – сопутствующие капитальные затраты (в работе примем, что дополнительные затраты составляют 30 % от стоимости энергокомплекса [107]); $K_{\text{ЭК}}$ – стоимость автономного энергокомплекса.

Суммарные издержки при эксплуатации автономного энергокомплекса на базе ВИЭ складываются из расходов на текущее обслуживание, ремонт, заработную плату работников, затраты на дизельное топливо и прочее, формула для их определения будет иметь вид

$$И_{\Sigma} = \gamma \cdot K_{\text{ЭК}} + Z_{\text{ДТ}}, \quad (3.3)$$

где γ – норма эксплуатационных издержек (в работе примем $\gamma=0,05$ [107]); $Z_{\text{ДТ}}$ – затраты на дизельное топливо.

Капитальные затраты на ВИЭ определяется, как цена ВИЭ конкретного производителя, умноженное на количество ВИЭ в предлагаемом ЭК

$$K_{\text{ВИЭ}} = C_{\text{ВИЭ}} \cdot n, \quad (3.4)$$

где $C_{\text{ВИЭ}}$ – цена завода изготовителя за единицу ВИЭ; $n_{\text{ВИЭ}}$ – количество ВИЭ в автономной системе генерации.

При этом следует понимать, что в указанную цену ВИЭ входит стоимость самого источника энергии и всего необходимого оборудования (системы управления и автоматизации, программного обеспечения и т.д.).

При выборе количества и мощности ВИЭ основными показателями являются объем электропотребления, пиковые и средние нагрузки поселка. Вопрос установленной мощности ВИЭ по отношению к пиковой мощности потребителя является открытым дискуссионным вопросом среди широкого круга ученых. На сегодняшний день не существует единых принципов или методик, определяющих соотношение мощностей ВЭУ с ДЭС, ФЭП с ДЭС или ВЭУ с ФЭП и ДЭС. Наиболее подходящим считается размер установленной мощности ВИЭ, располагающийся в диапазоне между средней и пиковой нагрузкой электропотребления. В этом случае достигается наибольшая производительность ВИЭ. Оставшаяся часть электрической нагрузки ложится на ДГ.

Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВИЭ, позволяют поддерживать работоспособность ВИЭ (проведение плановых и аварийных ремонтов, закупка запасных частей и расходных материалов). В результате анализа технических данных были определены ежегодные эксплуатационные издержки в размере 1–2 % от стоимости ВИЭ [108]

$$I_{\text{ВИЭ}} = C_{\text{ВИЭ}} \cdot 0,015. \quad (3.5)$$

При заблаговременном рассмотрении вопроса выбора схемы электроснабжения автономного объекта возникает неопределенность в оценке исходных данных цен и расценок, производительности и надежности оборудования. Величина среднеквадратичной погрешности в исходных данных 2-5 % приводит к погрешности в величине затрат в 15-20 %. В то же время, соблюдая нормативные требования при проектировании, различия в оценках затрат у допустимых вариантов можно снизить до 10-15 %. В этих условиях возникает зона равной экономичности для величин приведенных затрат у сравниваемых вариантов.

3.2 Оценка ущерба из-за недоотпуска электроэнергии автономными системами генерации на основе ВИЭ

При проектировании АСГ, использующих ВИЭ, необходимо производить сопоставление вариантов схем, отличающихся по степени надежности. Как правило, повышение надежности АСГ связано с увеличением их стоимости, поэтому необходимо производить экономическую оценку последствий отказов в виде ущерба от недовыработки электроэнергии (от перерывов электроснабжения).

Величина ущерба потребителей от перерывов электроснабжения непосредственно зависит от типа потребителя, величины недополученной энергии и длительности перерыва электроснабжения. Средний ущерб можно рассчитать по формулам, в которых используется удельная оценка ущерба. Она получается в результате обработки фактических данных о последствиях большого числа аварийных ситуаций, экономический ущерб от которых можно оценить.

Согласно [109] получены значения удельного ущерба для различных типов потребителей в зависимости от длительности перерыва электроснабжения (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Удельный ущерб от ненадежности электроснабжения различных типов потребителей в зависимости от длительности перерыва электроснабжения, долл./кВт·ч

Тип потребителя	Продолжительность перерыва				
	1 мин	20 мин	1 ч	4 ч	8 ч
Крупные потребители	1,005	1,5080	2,2250	3,9680	8,2400
Промышленные предприятия	1,6250	3,8680	9,0850	25,1630	55,8080
Коммерческие предприятия	0,3810	2,9690	8,5520	31,3170	83,0080
Сельскохозяйственные отрасли	0,0600	0,3430	0,6490	2,0640	4,1200
Бытовой сектор	0,0010	0,0930	0,4820	4,9140	15,6900
Правительство и институты	0,0440	0,3690	1,4920	6,5580	26,2400
Офисы и здания	4,7780	9,8780	21,0650	68,8300	119,1600

Экономический ущерб является лишь частью эксплуатационного ущерба, который может иметь еще социальные и экологические составляющие, не оцениваемые в денежном выражении. Экономический ущерб складывается из ущерба потребителей и ущерба (потери и затраты) энергоснабжающей организации. Причины экономического ущерба: простой, недоиспользование, непроизводительный расход или уничтожение ресурсов, снижение качества продукции, перерасход элементов производства. Экономический ущерб подразделяется на основной, дополнительный, прямой и косвенный [110].

Для АСГ на основе ВИЭ можно выделить следующие составляющие экономического ущерба:

- затраты на аварийный ремонт (восстановление) оборудования;
- стоимость топлива, расходуемого на пуск дизельных генераторов, во время аварийного отказа ВИЭ;
- затраты на демонтаж и транспортировку оборудования при отправке на ремонт;
- затраты на содержание резервного оборудования;
- потери, связанные с простоем оборудования и обслуживающего персонала, при аварийном отключении потребителей;
- ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при отключении с предупреждением во время прохождения максимума;
- ущерб от внезапного отключения потребителей и недоотпуска энергии за время восстановления электроснабжения.

Экономический ущерб от отказов электроэнергетического оборудования АСГ на основе ВИЭ определяется по формуле

$$Y = y_0 \cdot \Delta W \quad (3.6)$$

где y_0 – величина удельного ущерба на единицу потребляемой электроэнергии; ΔW – годовая недовыработка электроэнергии системой генерации.

Некоторые, весьма ограниченные (требованием равенства производственного эффекта) возможности оптимизации дает использование соотношения

$$\frac{\Delta K}{\Delta И + \Delta K} \leq \frac{1}{E_H}, \quad (3.7)$$

получаемого из условия минимума приведенных затрат (3.1) в том случае, когда можно достигнуть некоторого уменьшения издержек ($\Delta И$) и ущерба ($\Delta У$) за счет увеличения капиталовложений ($\Delta К$).

Окончательный вариант проектного решения определяется путем технико-экономического сравнения (по критериям надежности и экономичности). При этом практически неразличимыми считают варианты, у которых затраты без учета ущерба различаются менее, чем на 5% , а ущерб – менее, чем на 10% [111]. Уверенное различие вариантов по затратам с учетом ущерба начинается при различии оценок затрат не менее чем на 15%. При различии оценок затрат с учетом ущерба на 5-15% вероятность ошибки при выборе варианта составляет 10-20%.

При сравнении вариантов схем АСГ на основе ВИЭ возможны следующие случаи:

а) Варианты неразличимы по показателю $У$ (попадают в зону равной надежности):

$$|Y_1 - Y_2| \leq 5\%$$

но различимы по затратам без учета ущерба. В этом случае при условии

$$(E_H \cdot K_2 + И_2) - (E_H \cdot K_1 + И_1) \gg 5\%$$

вариант №1 считается лучшим, чем вариант №2.

б) Варианты неразличимы по затратам без учета ущерба (в зоне равной экономичности):

$$|(E_H \cdot K_2 + И_2) - (E_H \cdot K_1 + И_1)| \leq 5\%$$

но различимы по ущербу. В этом случае при условии $|Y_2 - Y_1| \gg 5\%$ вариант №1 лучше, чем вариант №2.

в) Варианты различаются по затратам без учета ущерба и по ущербу:

$$(E_H \cdot K_2 + И_2) - (E_H \cdot K_1 + И_1) \gg 5\%$$

$$|Y_2 - Y_1| \gg 5\%$$

В этом случае проверяется условие:

$$(E_H \cdot K_2 + I_2 + Y_2) - (E_H \cdot K_1 + I_1 + Y_1) > 0$$

Если неравенство выполняется, то вариант №1 признается лучшим, чем вариант №2.

г) Варианты неразличимы ни по ущербу, ни по затратам, т.е. находятся в зоне неопределенности интегральных критериев надежности и экономичности:

$$(E_H \cdot K_2 + I_2) - (E_H \cdot K_1 + I_1) \leq 5\%$$

$$|Y_2 - Y_1| \leq 5\%$$

В этом случае необходим выбор технического решения в условиях многокритериальности.

3.3 Метод многокритериального выбора эффективного технического решения

При рассмотрении вариантов схем АСГ на основе ВИЭ оптимальное решение по минимуму приведенных затрат и надежности не всегда оказывается единственным. Невозможность однозначного определения оптимума вызывает неопределенность в решении задачи выбора эффективного технического решения. Для раскрытия неопределенности и обоснованного выбора варианта предлагается многокритериальный подход.

Метод многокритериального выбора означает оценку и выбор лучшего варианта одновременно по нескольким критериям (показателям, свойствам) [112]. Многокритериальные задачи оптимизации характеризуются неопределенностью части исходной информации. Для неопределенностей информации можно указать границы интервала значений от минимума до максимума. Решение задач оптимизации по многокритериальным моделям в условиях неопределенности исходной информации возможно на основе теории принятия решений [112].

Решение задач оптимизации по многокритериальным моделям заключается в свертке нескольких частных критериев (критериальных свойств) в единый (комплексный критерий эффективности). Частные критерии описываются существенными характеристиками системы, которые могут быть представлены как количественными, так и качественными показателями.

Многокритериальные задачи оптимизации АСГ на основе ВИЭ решаются на основе представления АСГ сложной системой, для которой характерны множество целей функционирования. На основе анализа целей функционирования системы следует осуществлять выбор частных критериев (критериальных свойств) оценки вариантов, опираясь на понятие результативности. Результативность АСГ на основе ВИЭ можно отождествлять с ее экономической эффективностью, оцениваемой значением приведенных затрат на переданную потребителям электрическую энергию. Также к основным целям АСГ на основе ВИЭ относится обеспечение изолированных районов электроэнергией с высоким уровнем надежности.

Таким образом, надежность электроснабжения должна включаться в набор частных критериев. За частный критерий оценки надежности электроснабжения принимается интегральный показатель надежности в виде ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю.

При решении задачи выбора оптимальной схемы АСГ на основе ВИЭ к частным критериям могут относиться: себестоимость 1 кВт установленной мощности, годовая выработка электроэнергии ВИЭ, денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, срок окупаемости проекта.

Частный критерий – себестоимость 1 кВт установленной мощности от комбинированной системы генерации, $C_{\text{комб}}$, на основе ветровой и/или солнечной энергии определяется по формуле

$$C_{\text{комб}} = \frac{W_{\text{ВИЭ}}^{\text{факт}} \cdot C_{\text{ВИЭ}} + (W_{\text{общ}} - W_{\text{ВИЭ}}^{\text{факт}}) \cdot T_{\text{ДЭС}}}{W_{\text{общ}}}, \quad (3.8)$$

где $W_{\text{ВИЭ}}^{\text{факт}} = W_{\text{ВИЭ}}^{\text{ОЖ}} - \Delta W =$ – фактическая выработка электроэнергии ВИЭ; $C_{\text{ВИЭ}}$ – себестоимость электроэнергии от ВИЭ; $W_{\text{ВИЭ}}^{\text{ОЖ}}$ – ожидаемая выработка электроэнергии ВИЭ; ΔW – недовыработка электроэнергии системой генерации; $W_{\text{общ}}$ – общее потребление электроэнергии поселком; $T_{\text{ДЭС}}$ – существующий отпускной тариф ДЭС.

Себестоимость электроэнергии от ВИЭ зависит от ежегодных издержек обслуживания ВИЭ и срока службы ВИЭ и определяется по уточненной формуле, учитывающей недовыработку электрической энергии по причине отказов ВИЭ

$$C_{\text{ВИЭ}} = \frac{K_{\text{ВИЭ}} + I_{\text{ВИЭ}} \cdot T_{\text{сл}}}{(W_{\text{ВИЭ}}^{\text{ОЖ}} - \Delta W_{\text{ВИЭ}}) \cdot T_{\text{сл}}}, \quad (3.9)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы ВИЭ; $\Delta W_{\text{ВИЭ}}$ – недовыработка электроэнергии ВИЭ.

Срок окупаемости АСГ на основе ВИЭ, $T_{\text{ок}}$, рассчитывается, исходя из предложения, что электрическая энергия от ВИЭ на период окупаемости отпускается по текущему тарифу на электрическую энергию для конкретного потребителя, и определяется по формуле

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\Sigma}}{(W_{\text{ВИЭ}}^{\text{факт}} \cdot T_{\text{ДЭС}} - I_{\text{ВИЭ}})}. \quad (3.10)$$

Частный критерий – денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, учитывающий отказы ВИЭ как по техническим причинам, так и по причине погодных условий, имеет вид

$$З_{\text{дт}} = Ц_{\text{дт}} \cdot (W_{\text{ВИЭ}}^{\text{ОЖ}} - \Delta W_{\text{ВИЭ}}) \cdot 0,3, \quad (3.11)$$

где $Ц_{\text{дт}}$ – стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива.

За основу данного расчета взято усредненное потребление топлива ДГ на производство электрической энергии в размере 0,3 л на 1 кВт·ч электрической энергии.

Приведенный набор частных критериев характерен для большинства задач оптимизации АСГ на основе ВИЭ. В таблице 3.2 представлены частные критерии, определяющие комплексный критерий эффективности АСГ на основе ВИЭ.

Таблица 3.2 - Критерии, определяющие эффективность АСГ на основе ВИЭ

Комплексный критерий эффективности АСГ на основе ВИЭ	Экономические критерии	Приведенные затраты
		Себестоимость 1 кВт установленной мощности
		Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу
	Срок окупаемости	
	Надежность электроснабжения	Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю

В основу многокритериального метода положены экспертные методы и принципы квалиметрии. В квалиметрии свойства объекта отображаются точкой n -мерного пространства, где n – число критериев, представляющих интерес при сравнении объектов между собой и с некоторым эталоном или идеальным объектом.

Процедура многокритериальной оценки эффективности вариантов схем АСГ на основе ВИЭ включает в себя выбор экспертов компетентных в области рассматриваемых критериев (число экспертов должно быть не менее числа критериев, учитываемых при сравнении). Задача экспертов определить необходимое и достаточное число учитываемых критериальных свойств (КС), подлежащих оценке, а также определение относительной весомости КС v_i . Обозначим частные или локальные критерии, как f_i , $i = \overline{1, n}$, где i – индекс локального критерия, а n – число этих критериев. Свойства, представленные в сравниваемых вариантах в одинаковой степени, из перечня исключаются, если таково мнение всех экспертов. Формулировка каждого свойства должна быть принята каждым экспертом, т. е. должно быть однозначное понимание каждого свойства всеми экспертами без исключения.

Для формирования оценок весомости частных критериев v_i могут быть использованы различные методы экспертных оценок: методы непосредственной

оценки, ранговой корреляции, последовательных сопоставлений, модификации частичного и парного сравнения и т. д. [113]. Практический опыт применения экспертных оценок показал целесообразность использования метода ранговой корреляции, который имеет преимущества в оценке согласования экспертов.

Каждому свойству каждый эксперт присваивает оценочный ранг a_{ik} , располагая КС по их значимости (важности). Если несколько КС одинаково важны в сравниваемых вариантах (по мнению экспертов), они получают одинаковые ранги, которые называют связанными рангами. Наиболее важное свойство имеет первое место или ранг: $a_{ik}=1$. Обработка матрицы рангов $[a_{ik}]$, где i – номер свойства, k – номер эксперта, дает возможность вычисления весомости v_i i -го свойства по формулам

$$A_i = \sum_{k=1}^n a_{ik} ; \quad (3.12)$$

$$v'_i = 1 - A_i(nN)^{-1} + n^{-1} ; \quad (3.13)$$

$$v_i = v'_i \left(\sum_{i=1}^n v'_i \right)^{-1} . \quad (3.14)$$

где N – число экспертов; n – число свойств в перечне; A_i – сумма рангов i -го свойства.

Коэффициент конкордации (согласованности экспертов) C , который показывает степень согласованности мнений экспертов с ранжированием всей совокупности КС, определяется по формуле (при наличии связанных рангов)

$$C = \frac{\Delta A_\Sigma}{\left[(1/12)N^2(n^3 - n) - N \sum_{k=1}^N T_k \right]} , \quad (3.15)$$

где $\Delta A_\Sigma = \sum_{i=1}^n (\Delta A_i)^2$; $\Delta A_i = A_i - A_{cp}$; $A_{cp} = (1/n) \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^N a_{ik}$, T – показатель связанных рангов у k -го эксперта.

Показатель связанных рангов у k -го эксперта

$$T_k = (1/12) \sum_{t_k=1}^m (t_k^3 - t_k) , \quad (3.16)$$

где m – число связанных рангов; t_k – число повторений каждого ранга в k -м ряду.

Оценка эффективностей вариантов e_{ij} по каждому свойству основывается на определении показателей свойств, связанных с вариантами определенными зависимостями (числами каких-либо элементов или возможных событий). При назначении оценок e_{ij} можно использовать возможные экономические и технические расчеты, а также индивидуальный или коллективный опыт экспертов в тех случаях, когда по какому-либо критерию не удастся подобрать численный показатель для назначения e_{ij} . Если показателей нет, допустимо пользоваться относительными оценками в диапазоне от нуля до единицы.

Переход от численных показателей к относительным оценкам может быть осуществлен с помощью линейного преобразования или ранжирования вариантов (расположение вариантов в порядке убывания каждого из свойств). Выбор способа количественной оценки вклада каждой характеристики в общую оценку эффективности и преобразования является задачей экспертов.

Нормированное значение частного критерия оценки получается относительным путем по одной из формул

$$\begin{aligned} \overline{e_{ij}} &= \frac{e_{ij} - e_{i \min}}{e_{i \max} - e_{i \min}}; & \overline{e_{ij}} &= \frac{e_{i \max} - e_{ij}}{e_{i \max} - e_{i \min}}; \\ \overline{e_{ij}} &= e_{ij} / e_{i \max}; & \overline{e_{ij}} &= e_{ij} / e_{i \min}; & \overline{e_{ij}} &= e_{i \min} / e_{ij}. \end{aligned} \quad (3.17)$$

На основе матрицы оценок $[b_{jk}^i]$, где j – номер варианта, получим сумму рангов B_j^i -го варианта по i -му свойству и эффективности вариантов по свойствам e_{ij} по формулам

$$B_j^i = \sum_{k=1}^N b_{jk}^i; \quad (3.18)$$

$$e_{ij} = 1 - B_j^i (mN)^{-1} + m^{-1}; \quad (3.19)$$

где m – число вариантов.

В настоящее время в квалиметрии для комплексной оценка применяются различные формы свертки: средняя арифметическая линейная; средняя гармоническая; мультипликативная, аддитивная [114].

Среднеарифметическая линейная форма свертки имеет вид

$$F_{\text{ср.А}}^* = \sum_{i=1}^n v_i e_{ij} \text{ при } \sum_{i=1}^n v_i = 1; \quad (3.20)$$

мультипликативный способ свертки имеет вид

$$F_{\text{М}}^* = \prod_{i=1}^n (e_{ij})^{v_i} \text{ при } \sum_{i=1}^n v_i = 1; \quad (3.21)$$

аддитивный единый скалярный критерий определяется из выражения

$$F_{\text{А}}^* = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n v_i e_{ij} \right]^2} \text{ при } \sum_{i=1}^n v_i = 1; \quad (3.22)$$

средняя гармоническая форма свертки

$$F_{\text{Г}}^* = \left(\sum_{i=1}^n \frac{v_i}{e_{ij}} \right)^{-1} \text{ при } \sum_{i=1}^n v_i = 1, \quad (3.23)$$

где F – оценочный функционал, представленный единым комплексным (скалярный) критерием; e_{ij} – частный критерий оценки i -го частного критерия в j -м варианте; n – число частных критериев оценки в рассматриваемой задаче; v_i – весовой коэффициент.

Форма (3.22) обладает большей разрешающей способностью при сравнении близких по своим критериям объектов с невысокой точностью оценок v_i и e_{ij} , а форму (3.19) можно рекомендовать в качестве показателя эффективности за простоту вычислений и наглядности. Наибольшее распространение в практике расчетов при многокритериальной оптимизации получила форма (3.19) многоцелевого критерия оптимальности.

Обоснование структуры общего критерия эффективности F^* является самостоятельной задачей. Значение целевой функции F_j^* для каждого j -го варианта схемы АСГ на основе ВИЭ является комплексной оценкой его качества и дает возможность упорядочить варианты по их эффективности.

Диапазон возможных значений F^* удобно выбирать единичным отрезком. Тогда любому негодному варианту соответствует $F^*=0$, а идеальному – $F^*=1$. Требуемое нормирование диапазона F^* должно обеспечиваться структурой целевой функции и соответствующим масштабированием весовых коэффициентов.

В результате получим таблицу оценок эффективности вариантов по отношению к частным критериям и комплексную оценку эффективности вариантов технического решения АСГ на основе ВИЭ (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Показатели эффективности технических решений по вариантам

Варианты	Весовые коэффициенты			Комплексная оценка F_j^*
	v_1	v_i	v_n	
1	e_{11}	e_{1i}	e_{1n}	$\sum_i e_{1i} v_i$
2	e_{21}	e_{2i}	e_{2n}	$\sum_i e_{2i} v_i$
·
·
·
j	e_{j1}	e_{ji}	e_{jn}	$\sum_i e_{ji} v_i$

В качестве оптимального варианта схемы АСГ на основе ВИЭ выбирается тот, у которого достигается наибольшая оценка эффективности по выражениям (3.20) – (3.23). При неразличимости каких-либо вариантов по комплексному критерию процедуру для них следует повторить. Если неразличимость возникла из-за большой погрешности в оценках F_j^* , следует изменить состав экспертов. Если неразличимость возникла близких значений F_j^* у вариантов, следует составить новый перечень свойств – из числа не учтенных при первом сравнении.

Ошибки в оценке весомостей v_i и e_{ij} в случае экспертного их определения вычисляются по множеству значений, указанных экспертами, как отклонения от среднего значения для этого множества с последующей обработкой по формулам математической статистики.

При использовании методов ранговой корреляции и попарного сравнения можно снизить величину вероятной ошибки пропорционально корню квадратному числа экспертов [114].

Ошибки в оценках v_i и e_i определяют возможные ошибки в оценке величины показателей F^* комплексной эффективности определяются по формуле

$$\delta(F^*) = f(\delta v_i, \delta e_i), \quad i=1,2,\dots,n \quad . \quad (3.24)$$

Определяя ошибку по формуле полного дифференциала, получим для среднеарифметической формы

$$\delta(F_{\text{ср.А}}^*) = \sum_{i=1}^n (v_i \delta e_i + e_i \delta v_i) \quad . \quad (3.25)$$

Уменьшение ошибки в оценке e_i требуется преимущественно для наиболее важных свойств, а ошибка в величине v_i сказывается в основном только для наилучших вариантов с высокими оценками e_i . Следовательно, наибольшие усилия следует направлять на уменьшение ошибок в оценках v_i .

Для среднегеометрической (мультипликативной) формы погрешность определяем по формуле [114]

$$\delta(F_M^*) = F_M^* \cdot \left\{ \sum_{i=1}^n [v_i (e_i)^{-1} \delta e_i + \ln e_i \delta v_i] \right\} \quad . \quad (3.26)$$

Из формулы следует, что ошибка будет тем больше, чем оценка F_M^* и e_i . Для среднегармонической формы формула имеет вид

$$\delta(F_H^*) = (F_H^*)^2 \cdot \left\{ \sum_{i=1}^n \frac{1}{e_i [v_i (e_i)^{-1} \delta e_i - \delta v_i]} \right\} \quad . \quad (3.27)$$

Из формулы следует, что ошибка будет тем больше, чем выше оценка F_H^* . Применение среднегармонической формы имеет преимущества при необходимости надежно различать варианты с близкими значениями e_i без излишнего повышения требований к точности оценок v_i и e_i .

Выводы по главе 3

1. Применяемые в большинстве работ критерии экономической эффективности автономных систем генерации на основе ВИЭ не учитывают аварийные отказы элементов системы, что существенно влияет на полученные значения ожидаемых результатов. Предлагается в качестве критерия выбора оптимального технического решения принять – минимум приведенных затрат, позволяющий рассматривать различные виды затрат, связанные с необходимыми инвестициями и эксплуатацией АСГ на основе ВИЭ совместно с затратами за не поставленную электроэнергию потребителям из-за перерывов в электроснабжении (ущерб).

2. Аварийные отказы, послеаварийные ремонты генерирующего и вспомогательного оборудования АСГ на основе ВИЭ, а также изменения погодных условий существенно влияют на ожидаемую выработку электроэнергии системой генерации. Экономическую оценку последствий отказов необходимо производить в виде ущерба от недовыработки электроэнергии (от перерывов электроснабжения).

3. При принятии эффективного технического решения АСГ на основе ВИЭ могут возникнуть ситуации, когда варианты схем находятся в зоне неопределенности интегральных критериев надежности и экономичности. В этом случае необходим выбор оптимального варианта в условиях многокритериальности. В качестве оптимального варианта выбирается тот, у которого достигается наибольшая общая оценка эффективности.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ

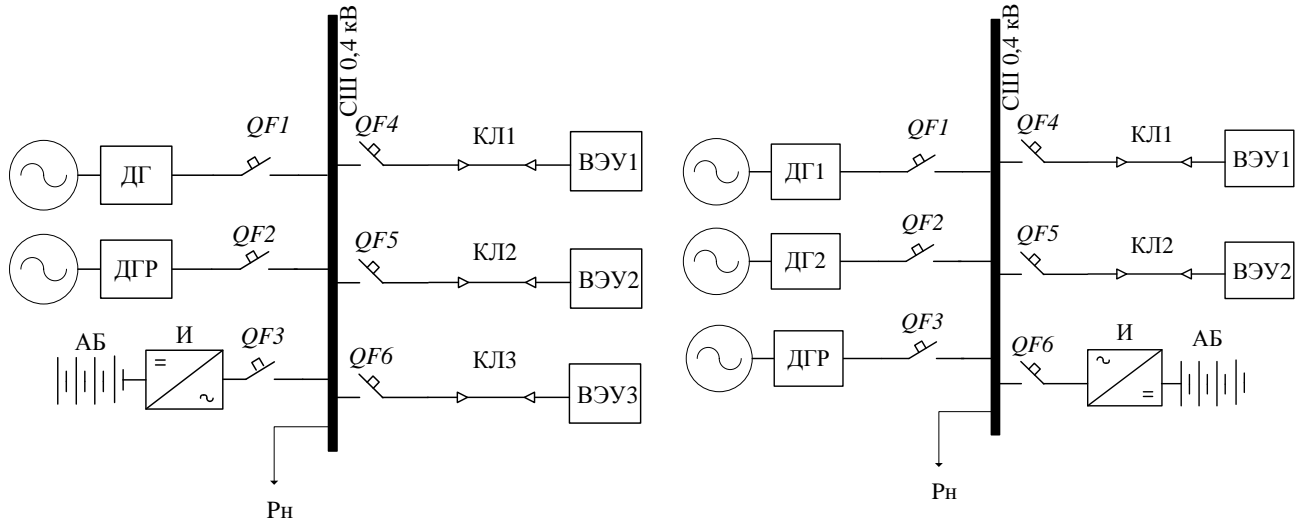
4.1 Оценка показателей надежности и экономической эффективности автономного ветродизельного комплекса для электроснабжения поселка Воронцово Таймырского Долгано-Ненецкого района

В качестве примера возможного применения ветродизельного комплекса рассмотрим децентрализованную систему электроснабжения, расположенную в поселке Воронцово Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. Поселок Воронцово является перспективным для строительства ВДК в связи с высоким ветроэнергетическим потенциалом и наличием энергодефицита [94]. В таблице 4.1 представлены характеристики рассматриваемого населенного пункта.

Таблица 4.1 – Характеристики поселка Воронцово [5]

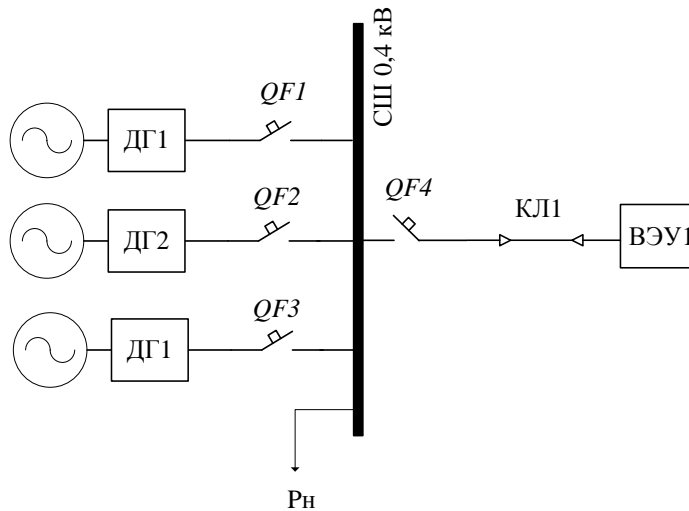
Поселок	Существующий состав ДЭС	Зимний максимум нагрузки населения пункта, кВт	Годовое потребление поселка, МВт·ч/год	Среднегодовая скорость ветра в пос. Воронцово, м/с	Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года), руб./кВт·ч	Стоимость дизельного топлива, руб./л
Воронцово	ГСФ-200Д; ГСФ-100Д-МУ-12 (4 шт).	600	896,84	7,1	21,15	44,92

Предлагается три варианта схем ветродизельного комплекса с различным составом энергоисточников и возможностью аккумулирования энергии (рисунок 4.1). Выбор оборудования ВДК производился согласно [14].



а) Вариант схемы №1

б) Вариант схемы №2



в) Вариант схемы №3

Рисунок 4.1 – Варианты схем автономного ВДК в пос. Воронцово: ДГ – рабочий дизельный генератор; ДГР – резервный дизельный генератор; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; АБ – банк аккумуляторных батарей; И – инвертор; QF – автоматический выключатель кВ; КЛ – кабельная линия; СШ – сборная шина; Р_н – нагрузка

Выбор ВЭУ произведен на основании модельного ряда производителей «Norwind Energieanlagen GmbH» (Германия) и «Nordtank» (Дания). Используемые ВЭУ относятся к типу ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения (трехлопастной). ДГ представлены моделями агрегатов марки российского производства ТСС-АД с мощностями 150 до 750 кВт. Из аккумуляторных батарей рассмотрены гелевые свинцово-кислотные марки Prosolar OPzV и Delta. Инверторы представлены маркой SILA. Автоматические выключатели серии ВА55, ВА57 марки КЭАЗ. Вероятностные показатели надежности оборудования ВДК приняты в соответствии с пунктом 1.4 диссертационной работы. Технические и экономические параметры используемого оборудования представлены в таблице Д.1 приложения Д.

Применим разработанный в пункте 2.1 метод динамического дерева отказов для оценки надежности ВДК. ДДО для схемы, включающей три ВЭУ мощностью 120 кВт, два ДГ (рабочий, резервный) мощностью 750 кВт и банк АБ с аккумулированной энергией 2400 кВт·ч, представлено на рисунке 4.2. В таблице 4.2 представлены исходные и расчетные данные о скорости ветра в поселке Воронцово [70]. Рассчитанные коэффициенты простоя и годовая недовыработка электроэнергии генерирующих агрегатов ВДК, включающего три ВЭУ, два ДГ (рабочий, резервный) и банк АБ, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Исходные и расчетные данные о скорости ветра в поселке Воронцово

q	T_o	T_N	λ_v , 1/год	μ_v , 1/год	q_v	q_v^*
0,274	0,27	0,73	3,70	1,37	0,725	0,199

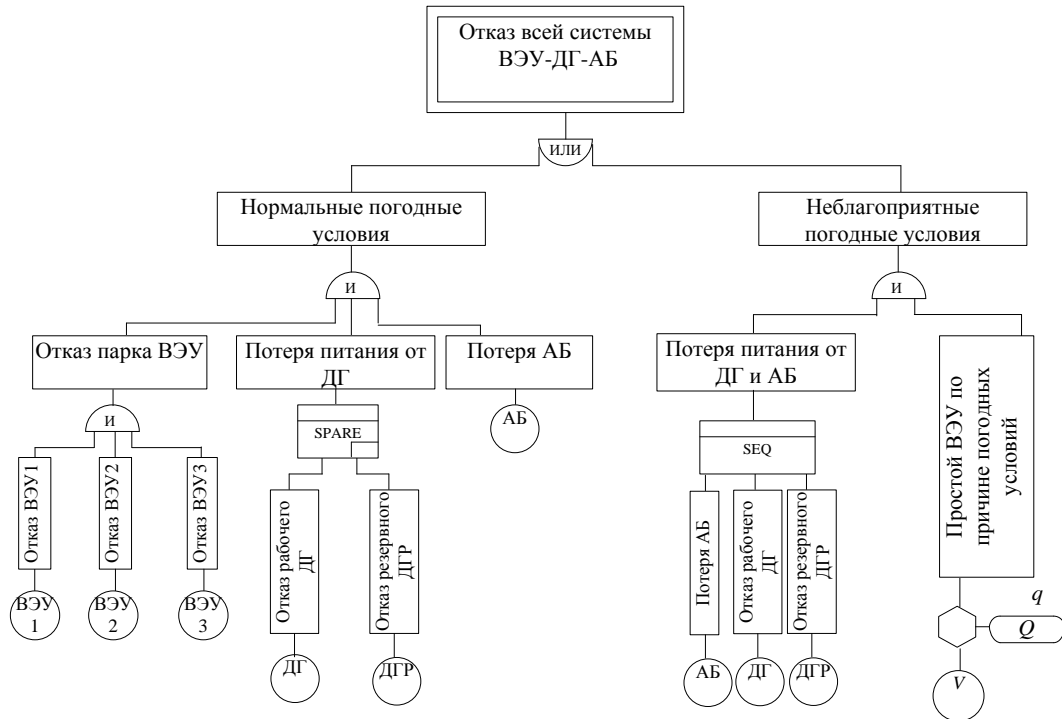


Рисунок 4.2 – Динамическое дерево отказов для ВДК, содержащего три ВЭУ, два ДГ и банк АБ, в поселке Воронцово

Таблица 4.3 – Коэффициенты простоя генерирующих элементов ВДК для первого варианта схемы

События ДДО	q_p		$\Delta W_{\Sigma},$ кВт·ч	$\Delta W_{ВДК}^{\Sigma},$ кВт·ч
	Нормальные погодные условия	Неблагоприятные погодные усло- вия		
Потеря питания от ВЭУ	$4,892 \cdot 10^{-8}$	$1,987 \cdot 10^{-1}$	171 694	171 783,7
Потеря питания ДГ	$2,382 \cdot 10^{-8}$		0,157	
Потеря питания от АБ	$1 \cdot 10^{-3}$		89,5	

ДДО для схемы, включающей две ВЭУ мощностью 150 кВт, два рабочих ДГ мощностью 375 кВт, один резервный ДГ мощностью 750 кВт и банк АБ с аккумуляторной энергией 1600 кВт·ч, представлено на рисунке 4.3. Рассчитанные коэффициенты простоя и годовая недовыработка электроэнергии генерирующих агрегатов ВДК для второго варианта автономного ВДК представлены в таблице 4.4.

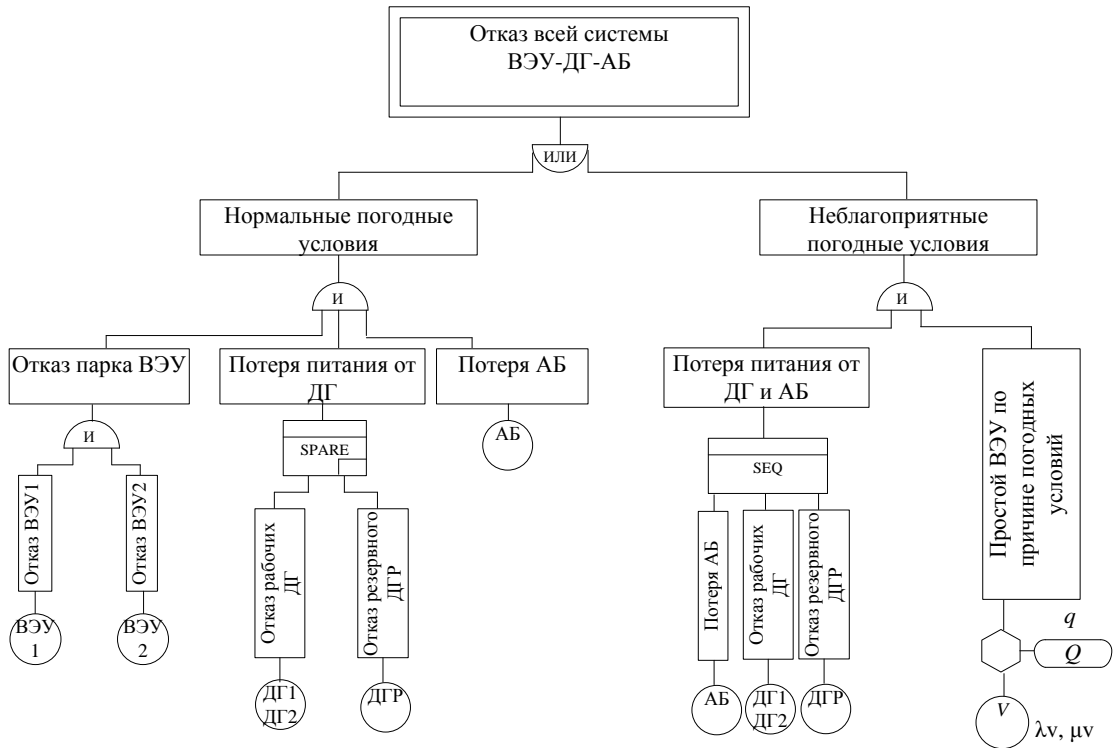


Рисунок 4.3 – Динамическое дерево отказов для ВДК, содержащего две ВЭУ, два рабочих ДГ, один резервный ДГ и банк АБ, в пос. Воронцово

Таблица 4.4 – Коэффициенты простоя генерирующих элементов ВДК для второго варианта схемы

События ДДО	q_p		ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W_{ВДК}^{\Sigma}$, кВт·ч
	Нормальные погодные условия	Неблагоприятные погодные условия		
Потеря питания от ВЭУ	$1,337 \cdot 10^{-5}$	$1,987 \cdot 10^{-1}$	143078	143463,6
Потеря питания ДГ	$1,191 \cdot 10^{-8}$		0,0782	
Потеря питания от АБ	$1,00 \cdot 10^{-3}$		359,74	

ДДО для схемы, включающей одну ВЭУ мощностью 300 кВт, три рабочих ДГ мощностью 150, 250, 350 кВт, представлено на рисунке 4.4. Рассчитанные коэффициенты простоя и годовая недовыработка электроэнергии генерирующих агрегатов ВДК для третьего варианта автономного ВДК представлены в таблице 4.5.

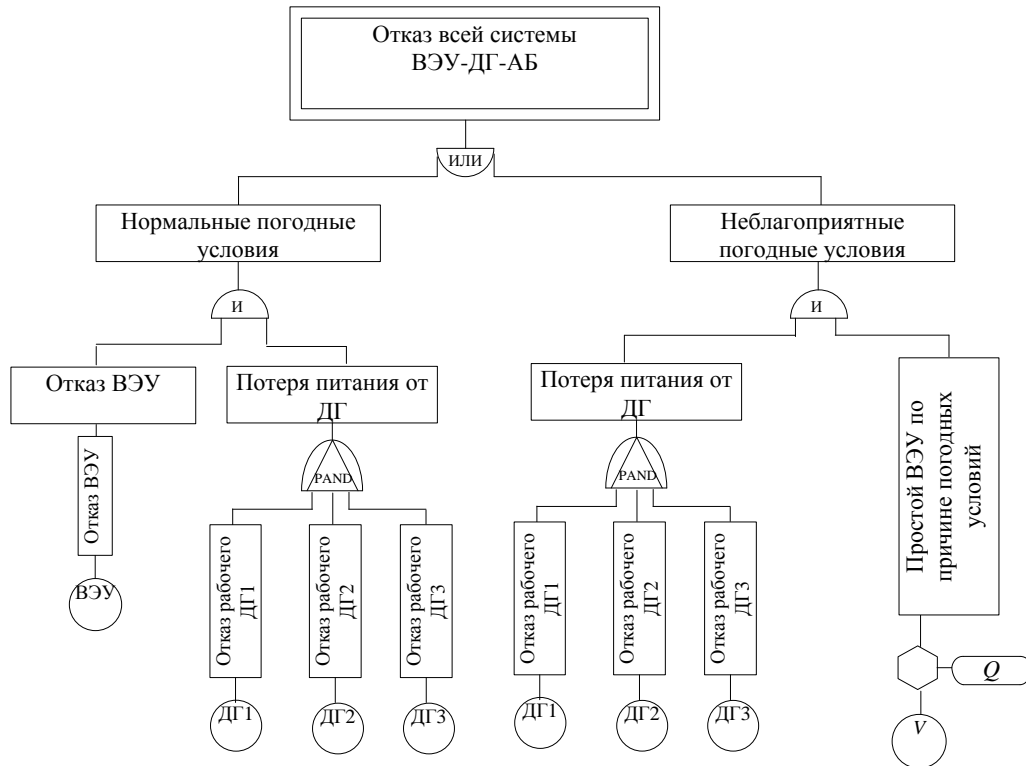


Рисунок 4.4 – Динамическое дерево отказов для ВДК, содержащего две ВЭУ, два рабочих ДГ, один резервный ДГ и банк АБ, в пос. Воронцово

Таблица 4.5 – Коэффициенты простоя генерирующих элементов ВДК для третьего варианта схемы

События ДДО	q_p		$\Delta W_{\Sigma},$ кВт·ч	$\Delta W_{ВДК}^{\Sigma},$ кВт·ч
	Нормальные погодные условия	Неблагоприятные погодные усло- вия		
Потеря питания от ВЭУ	$3,658 \cdot 10^{-3}$	$1,987 \cdot 10^{-1}$	150057,5	150057,5
Потеря питания ДГ	$6,264 \cdot 10^{-11}$		0,00041	
Потеря питания от АБ	0		0	

В таблице 4.6 представлены состав, установленная мощность генерирующего оборудования и рассчитанные методом ДДО интегральные показатели надежности для трех вариантов схем ВДК.

Произведен расчет технико-экономических показателей различного состава ВДК, результаты которого приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.6 – Состав, установленная мощность генерирующего оборудования и результаты расчета надежности вариантов схем ВДК для поселка Воронцово

Вариант состава ВДК	Мощность/энергия установленного оборудования ВДК, N , кВт/кВт·ч				Годовая ожидаемая выработка э/э элементами, $W_{ож}$, кВт·ч/год		Интегральные показатели надежности	
	ВЭУ	ДГ	РДГ	АБ	ВЭУ	ДГ	Годовая недовыработка э/э ВДК, ΔW , кВт·ч/год	Годовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю, $У$, тыс. руб./год
1	3x120	750	750	2400	587 016,4	309 924	171 783,7	5 668,9
2	2x150	2x375	750	1600	595 986,6	300 953	143 463,6	4 734,3
3	1x300	1x150; 1x250; 1x350	-	-	625 551,6	271 388	150 057,5	4 951,9

Таблица 4.7 – Результаты расчетов технико-экономических показателей для различного состава ВДК

Технико-экономические показатели	Варианты состава ВДК		
	1	2	3
Количество и мощность ВЭУ, кВт	3x120	2x150	1x300
Кол-во и мощность рабочего ДГ, кВт	1x750	2x375	1x150;1x250;1x350
Кол-во и мощность резервного ДГ, кВт	1x750	1x750	-
Энергоемкость АБ, кВт·ч	2400	1600	-

Суммарные капитальные затраты, K_{Σ} , тыс. руб.	92 881,9	64 940,4	35 368,2
Суммарные эксплуатационные издержки, I_{Σ} , тыс. руб.	11 134,4	9 231,1	7 447,8
Себестоимость э/э от ВДК, $C_{ВДК}$, руб./кВт·ч	14,76	12,43	11,33
Денежный эквивалент "вытесненному" топливу, $Z_{ДТ}$, тыс. руб.	5 596,9	6 103,0	6 407,8
Годовой ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс. руб/год	5 668,86	4 734,3	4 951,9
Приведенные затраты, Z , тыс. руб.	27 020,3	21 108,9	16 290,2

Результаты технико-экономических расчетов показывают, что наиболее эффективным техническим решением автономного ВДК для поселка Воронцово является состав оборудования, включающий одну ВЭУ мощностью 300 кВт, три рабочих ДГ мощностью 150, 250 и 350 кВт.

Приведенные затраты оптимального варианта без учета ущерба различаются с двумя другими вариантами схем на 30,7 и 46,9 %. Ущерб оптимального варианта отличается от первого варианта на 12,6 %, второй и третий варианты схем попадают в зону равной надежности (варианты неразличимы по показателю надежности $|U_3 - U_2| = 4,4\%$).

Годовая недовыработка электроэнергии с учетом изменения погодных условий, а также влияния аварийных отказов и ремонтов оборудования для оптимального варианта автономного ВДК составляет 16,7% от величины годового потребления электроэнергии. Надежность системы может быть повышена при установке дополнительных элементов или оборудования с лучшими показателями надежности. В этом случае потребительские затраты на перерыв электроснабжения уменьшатся, но при этом увеличатся капитальные и эксплуатационные расходы.

Сравнение полученных результатов с учетом и без учета надежности показывают, что учет надежности дает более точную оценку ожидаемых результатов. Так полученные значения приведенных затрат с учетом надежности для оптимального варианта автономного ВДК увеличились на 42,8 % и составили 16290,2 тыс. руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 9316,1 тыс. руб.). Стоимость произведенного кВт·ч увеличилась на 31,2 % и составила 11,33 руб./кВт·ч по сравнению с аналогичной стоимостью, рассчитанной без учета надежности – 7,79 руб./кВт·ч. На рисунке 4.5 приведены результаты сравнения технико-экономических показателей без учета и с учетом надежности для оптимального варианта автономного ВДК.

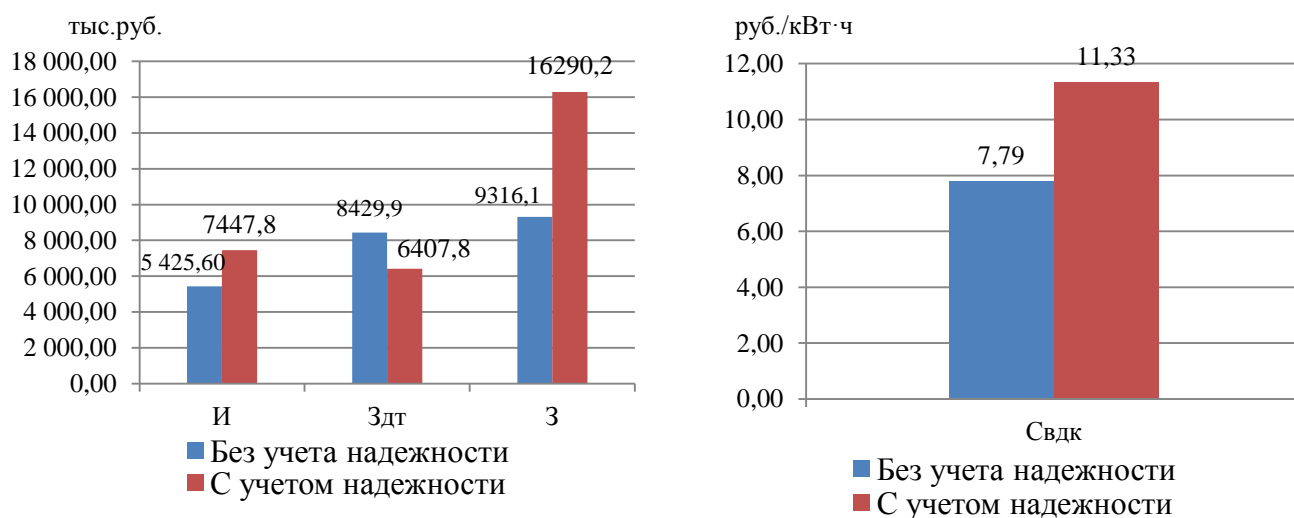


Рисунок 4.5 – Результаты сравнения технико-экономических показателей без учета и с учетом надежности для оптимального варианта ВДК в поселке Воронцово

4.2 Анализ надежности и экономической эффективности солнечно-дизельной установки для электроснабжения деревни Шадрино Енисейского района

В качестве примера возможного применения солнечно-дизельной установки рассмотрим децентрализованную систему электроснабжения деревни Шадрино

Енисейского района перспективную для солнечной энергетики. В таблице 4.8 представлены необходимые характеристики населенного пункта [5].

Для расчетов использованы данные о приходе солнечной радиации с актинометрической станции города Енисейск [94]. Среднемесячные суммы солнечной радиации, количество бессолнечных дней для каждого месяца представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.8 – Характеристики населенного пункта

Поселок	Существующий состав ДЭС	Зимний максимум нагрузки населенного пункта, кВт	Годовое потребление поселка, МВт·ч/год	Среднегодовая инсоляция, кВт·ч/м ²	Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года), руб./кВт·ч	Стоимость дизельного топлива, руб./л
д. Шадрино	ДЭС-30;	22	38,7	1022	42,00	44,92

Таблица 4.9 – Среднемесячные суммы солнечной радиации для деревни Шадрино

Месяц	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
E , кВт·ч/м ²	0,53	1,5	3,61	5,5	6,2	6,9	7,3	4,9	2,9	1,5	0,7	0,42
T_{pd}	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
T_{pbs}	20	16	19	20	20	19	17	19	21	23	19	21

Рассмотрим три возможных варианта схем СДУ с различным составом энергоисточников и возможностью аккумулирования энергии (рисунок 4.6). Выбор оборудования СДУ производился согласно [14].

Выбраны кремниевые поликристаллические ФЭП российского производства марки RZMP и монокристаллические преобразователи марки ФСМ (Китай). Используемые ФЭП изготовлены из высокоэффективных элементов, что гарантирует повышенную производительность преобразователей. Выбор ДГ произведен на основании модельного ряда производителя «АМПЕРОС» (Китай).

Из аккумуляторных батарей рассмотрены гелевые свинцово-кислотные марки Delta (Китай). Инверторы представлены марки российского производства МАП HYBRID. Автоматические выключатели выбраны марки КЭАЗ. Вероятностные показатели надежности оборудования СДУ приняты в соответствии с пунктом 1.4 диссертационной работы. Основные технические и экономические параметры используемого оборудования СДУ представлены в таблице Е.1 приложения Е.

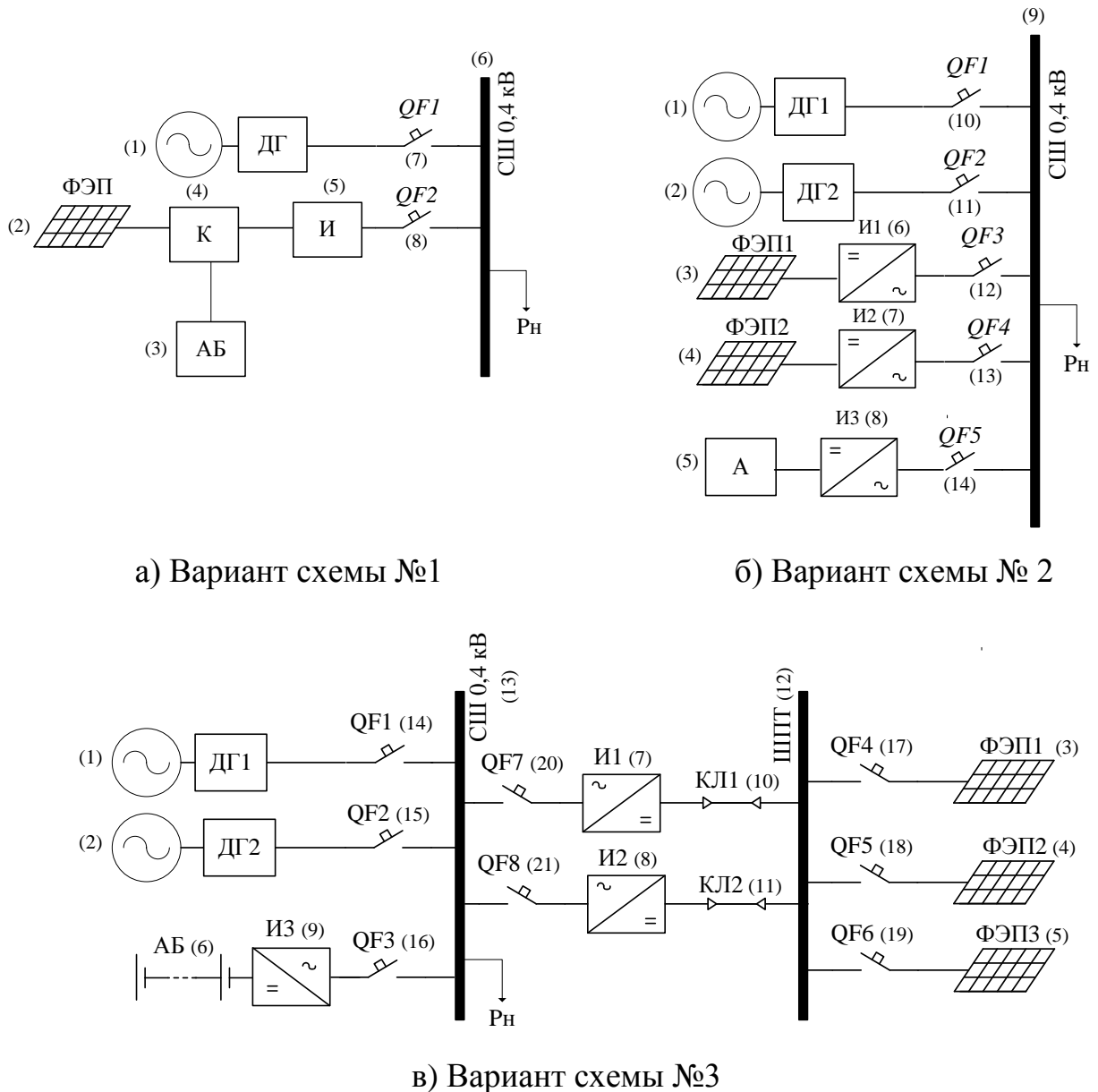


Рисунок 4.6 – Варианты схем автономной СДУ для деревни Шадрино: ФЭП - массив фотоэлектрических установок; ДГ – дизельные генераторы; АБ – блок аккумуляторных батарей; И – инвертор; КЛ – кабельная линия; СШ – сборная шина; ШПТ – шина постоянного тока; QF – автоматический выключатель

Применим предложенный в пункте 2.2 мультиматричный метод для оценки надежности СДУ и разработанную компьютерную программу.

Возможные режимы установки j для первого варианта схемы СДУ: $j=0$ – нормальный режим работы; $j=1$ – аварийный ремонт рабочего ДГ; $j=2$ – аварийный ремонт массива ФЭП; $j=3$ – аварийный ремонт блока АБ; $j=4$ – аварийный ремонт конвертора; $j=5$ – аварийный ремонт инвертора ФЭП, $j=6$ – аварийный ремонт СШ 0,4 кВ; $j=7,8$ – аварийные ремонты коммутационной аппаратуры. Рассчитанные показатели надежности первого варианта схемы СДУ представлены в таблице 4.10.

Возможные аварии k -го вида для второго и третьего вариантов схем СДУ и рассчитанные показатели надежности для них представлены в таблицах 4.11-4.12 соответственно.

В таблице 4.13 приведены состав, установленная мощность генерирующего оборудования и рассчитанные мультиматричным методом интегральные показатели надежности для трех вариантов схем СДУ. Результаты расчетов технико-экономических показателей с учетом надежности различных вариантов СДУ для деревни Шадрино представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.10 – Результаты расчета показателей надежности по авариям для первого варианта схемы СДУ

Код аварии k	Частота аварий $\Lambda(k)$, 1/год	Среднее время ликвидации $\tau(k)$, год	Недовыработка э/э, $\Delta W(k)$, кВт·ч/год
1	0,0030	2,1194	1,7005
2	0,0000022	1,0021	0,0025
3	0,2330	11,59	1273
4	0,0341	1,6278	127,6
ΔW_{Σ} , кВт·ч/год			1402,5

Коды аварий: 1 – выход из работы блока АБ; 2 – выход из работы ДГ и АБ; 3 – выход из работы массива ФЭП и блока АБ; 4 – выход из работы ФЭП, ДГ и АБ.

Таблица 4.11 – Результаты расчета показателей надежности по авариям для второго варианта схемы СДУ

Код аварии k	Частота аварий $\Lambda(k)$, 1/год	Среднее время ликвидации $\tau(k)$, год	Недовыработка э/э, $\Delta W(k)$, кВт·ч/год
1	0,0262	2,0114	48,1
2	0,0262	2,0114	48,1
3	0,1190	11,47	125,3
4	0,1190	11,47	125,3
5	0,1161	11,29	0
6	0,00002037	1,0063	0,0374
7	0,00031	1,866	0,5812
8	0,00031	1,866	0,5812
9	0,00029	1,8605	0,5066
10	0,00031	1,866	0,5812
11	0,00031	1,866	0,5812
12	0,00029	1,8605	0,5066
13	0,0024	5,745	2,5262
14	0,0023	5,694	1,2117
15	0,0023	5,694	1,2117
16	0,0071	0,989	14,172
ΔW_{Σ} , кВт·ч/год			369,2

Коды аварий: 1 – выход из работы ДГ1; 2 – выход из работы ДГ2; 3 – выход из работы массива ФЭП1; 4 – выход из работы массива ФЭП2; 5 – отказ блока АБ; 6 – выход из работы ДГ1 и ДГ2; 7 – выход из работы ДГ1 и ФЭП1; 8 – выход из работы ДГ1 и массива ФЭП2; 9 – выход из работы ДГ1 и блока АБ; 10 – выход из работы ДГ2 и массива ФЭП1; 11 – выход из работы ДГ2 и массива ФЭП2; 12 – выход из работы ДГ2 и блока АБ; 13 – выход из работы массивов ФЭП1 и ФЭП2; 14 – выход из работы массива ФЭП1 и блока АБ; 15 – выход из работы массива ФЭП2 и блока АБ; 16 – погашение всей системы.

Таблица 4.12 – Результаты расчета показателей надежности по авариям для третьего варианта схемы СДУ

Код аварии k	Частота аварий $\Lambda(k)$, 1/год	Среднее время ликвидации $\tau(k)$, год	Недовыработка э/э, $\Delta W(k)$, кВт·ч/год
1	0,0243	10,811	0
2	0,0267	2,0017	48,8
3	0,0267	2,0017	48,8
4	0,0075	7,4681	3,35
5	0,0075	7,4681	3,35
6	0,0075	7,468	0
7	0,00002	1,0009	0,0370
8	0,0000135	1,7584	0,0230
9	0,0000135	1,7584	0,0230
10	0,0000135	1,7584	0,0216
11	0,0000135	1,7584	0,0230
12	0,0000135	1,7584	0,0230
13	0,0000135	1,7584	0,0216
14	0,0000059	3,7612	0,0027
15	0,0000059	3,7612	0,0013
16	0,0000059	3,7612	0,0013
17	0,1225	10,8	159,4
18	0,00029	1,8442	0,5712
19	0,00029	1,8442	0,5712
20	0,0071	0,2119	2,9414
ΔW_{Σ} , кВт·ч/год			267,92

Коды аварий: 1 – выход из работы блока АБ; 2 – выход из работы ДГ1 и блока АБ; 3 – выход из работы ДГ2 и блока АБ; 4 – выход из работы массива ФЭП1 и блока АБ; 5 – выход из работы массива ФЭП4 и отказ блока АБ; 6 – выход из работы массива ФЭП3 и блока АБ; 7 – выход из работы ДГ1, ДГ2 и блока АБ; 8 – выход из работы ДГ1, массива ФЭП1 и блока АБ; 9 – выход из работы ДГ1, массива ФЭП2 и блока АБ; 10 – выход из работы ДГ1, массива ФЭП3 и блока АБ; 11 – выход из работы ДГ2, массива ФЭП1 и блока АБ; 12 – выход из работы ДГ2, массива ФЭП2 и блока АБ; 13 – выход из работы ДГ2, массива ФЭП3 и блока АБ; 14 – выход из работы массивов ФЭП1, ФЭП2 и блока АБ; 15 – выход из работы массивов ФЭП1, ФЭП3 и блока АБ;

16 – выход из работы массивов ФЭП2, ФЭП3 и блока АБ; 17 – отказ всех массивов ФЭП и блока АБ; 18 – отказ ДГ1, всех массивов ФЭП и блока АБ; 19 – отказ ДГ2, всех массивов ФЭП и блока АБ; 20 – погашение всей системы.

Таблица 4.13 – Состав, установленная мощность генерирующего оборудования и результаты расчета надежности вариантов схем СДУ для деревни Шадрино

Вариант состава СДУ	Мощность/энергия установленного оборудования СДУ, кВт/кВт·ч			Годовая ожидаемая выработка э/э элементами СДУ, $W_{ож}$, кВт·ч/год		Интегральные показатели надежности	
	ФЭП	ДГ	АБ	ФЭП	ДГ	$\Delta W_{СДУ}$, кВт·ч/год	У, тыс. руб./год
1	17,92	1x30	2400	6 845,2	31 121,4	1 402,5	46,3
2	18,24	2x15	1200	6 833,5	32 066,5	369,2	12,2
3	18	2x15	480	7 778,6	32 054,8	267,9	8,8

Таблица 4.14 – Результаты расчетов технико-экономических показателей различных вариантов схем СДУ с учетом надежности

Технико-экономические показатели	Варианты схем СДУ		
	1	2	3
Количество и мощность массивов ФЭП, кВт	1x17,92	2x9,12	3x6
Количество и мощность рабочего ДГ, кВт	1x30	2x15	2x15
Энергоемкость АБ, кВт·ч	480	1200	2400
Суммарные капитальные затраты, K_{Σ} , тыс. руб.	2 387,8	4 483,9	4 974,3
Суммарные издержки, I_{Σ} , тыс. руб.	518,2	605,4	624,6
Себестоимость э/э от СДУ, $C_{СДУ}$, руб./кВт·ч	36,7	38,5	38,6
Денежный эквивалент "вытесненному" топливу, $Z_{дт}$, тыс. руб.	95,2	88,6	88,2
Приведенные затраты, Z , тыс. руб.	827,1	1110,8	1180,7

Технико-экономический расчет показывает, что наиболее эффективным техническим решением автономной СДУ для деревни Шадрино является состав оборудования, включающий один массив ФЭП мощностью 17,92 кВт (56 модулей

марки ФСМ-320М), одного ДГ мощностью 30 кВт и блока АБ с аккумулируемой энергией 480 кВт·ч.

Приведенные затраты оптимального варианта без учета ущерба различаются с двумя другими структурными вариантами на 28,3 и 33 %. Однако ущерб от ненадежности оптимального варианта выше по сравнению с двумя другими вариантами схем СДУ. Уменьшение ущерба возможно за счет увеличения уровня надежности системы (установка дополнительного оборудования или оборудования с лучшими показателями надежности). В этом случае увеличатся капитальные и эксплуатационные расходы. Для деревни Шадрино затраты на увеличение надежности оказываются выше, чем эффект от увеличения надежности, и нецелесообразны, поскольку для снабжения сельскохозяйственных потребителей этого не требуется. Однако создание установок с высокой надежностью может оказаться необходимым, если это требуется для электроснабжения ответственных потребителей.

Годовая недовыработка электроэнергии с учетом изменения погодных условий, а также влияния аварийных отказов и ремонтов оборудования для оптимального варианта автономной СДУ составляет 3,62 % от величины годового потребления электроэнергии.

Сравнение полученных результатов с учетом и без учета надежности показывают, что учет надежности дает более точную оценку ожидаемых результатов. Так полученные значения приведенных затрат с учетом надежности для оптимального варианта автономной СДУ увеличились на 6,8 % и составили 827,1 тыс.руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 771,2 тыс. руб.). Стоимость произведенного кВт·ч увеличилась на 2,2 % и составила 36,7 руб./кВт·ч по сравнению с аналогичной стоимостью, рассчитанной без учета надежности – 35,9 руб./кВт·ч. Экономия дизельного топлива в денежном эквиваленте для оптимального варианта уменьшилась на 9,2 % и составила 95,2 тыс. руб. (без учета надежности – 104,8 тыс. руб.). На рисунке 4.7 приведены результаты сравнения технико-экономических показателей без учета и с учетом надежности для оптимального структурного варианта автономной СДУ для деревни Шадрино.

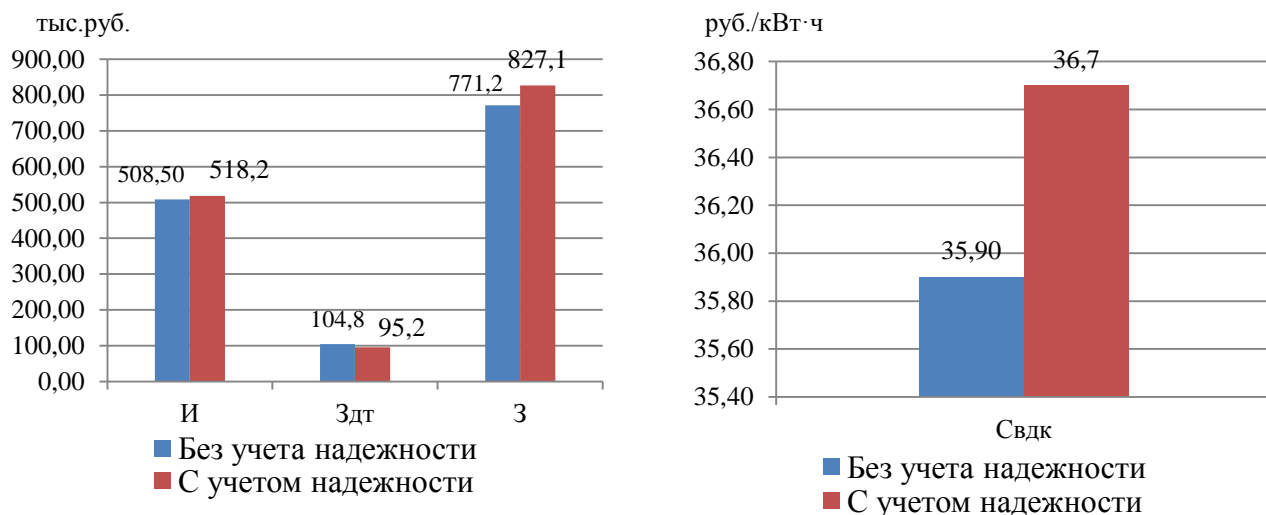


Рисунок 4.7 – Результаты сравнения технико-экономических показателей без учета и с учетом надежности для оптимального варианта СДУ в д. Шадрино

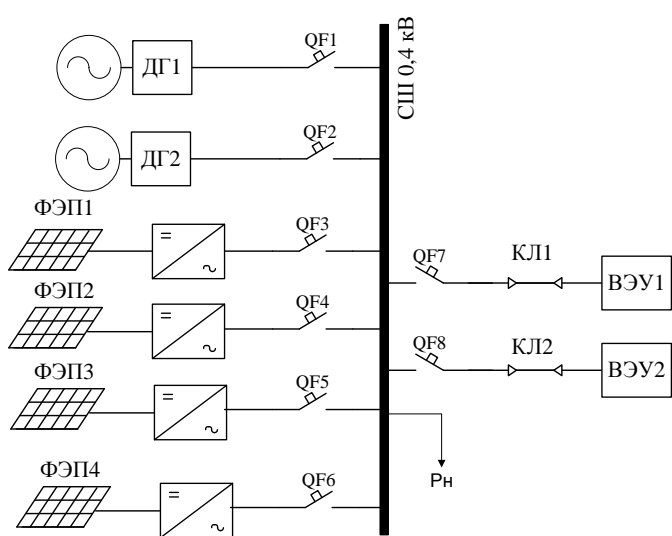
4.3 Анализ надежности и экономической эффективности солнечно-ветро-дизельного энергокомплекса для электроснабжения поселка Арадан Ермаковского района

В качестве примера применения гибридного энергокомплекса на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ рассмотрим децентрализованную систему электроснабжения поселка Арадан Ермаковского района, перспективного для ветровой и солнечной энергетики. Среднегодовое солнечное излучение в данной местности составляет $1205 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, средняя годовая скорость ветра изменяется от 4 до 7 м/с. В таблице 4.15 представлены характеристики рассматриваемого населенного пункта.

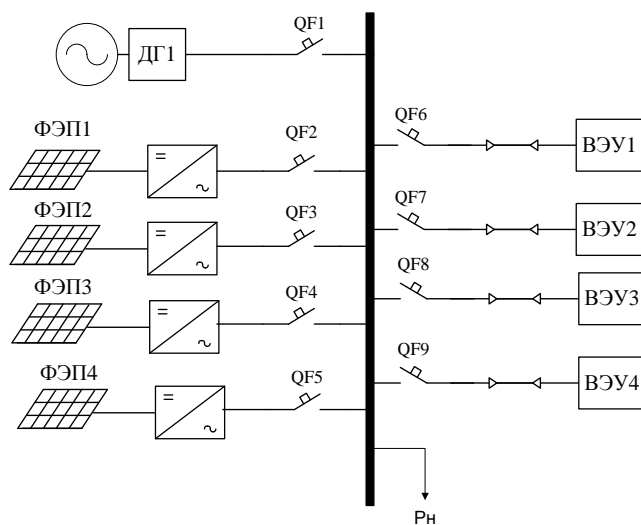
Предлагается три варианта схем солнечно-ветро-дизельного ЭК с различным составом энергоисточников и возможностью аккумулирования энергии (рисунок 4.8). Выбор оборудования производился согласно [14].

Таблица 4.15 – Характеристики поселка Арадан [5]

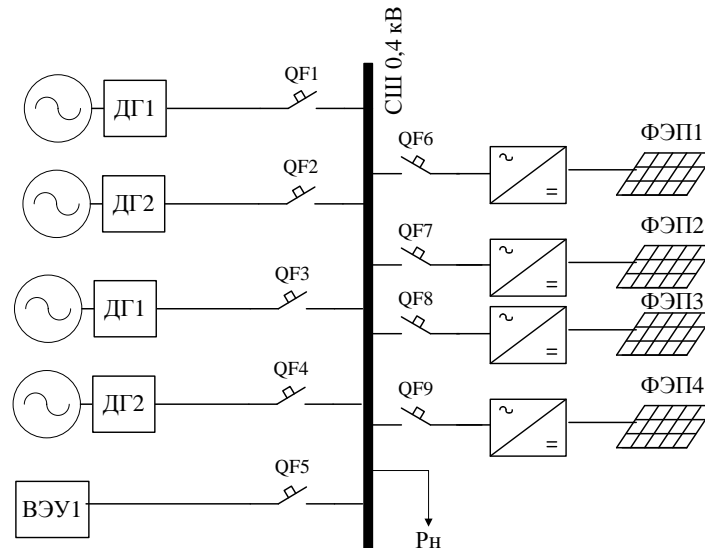
Поселок	Существующий состав ДЭС	Зимний максимум нагрузки населенного пункта, кВт	Годовое потребление поселка, МВт·ч/год	Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года), руб./кВт·ч	Стоимость дизельного топлива, руб./л
Арадан	Рабочий ДГ – 100 кВт; резервный ДГ – 20 кВт	300	402,7	22,00	44,92



а) Вариант схемы №1



б) Вариант схемы №2



в) Вариант схемы №3

Рисунок 4.8 – Варианты схем автономного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ в поселке Арадан

Выбор ВЭУ произведен на основании модельного ряда производителей «Vestas» (Дания) и «Condor Air» (Россия). Используемые ВЭУ относятся к типу ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения (трехлопастной). ФЭП марки «RZMP» (Россия) и «ФСМ» (Китай). Используемые ФЭП относятся к типу кремниевых поликристаллических и монокристаллические преобразователей. ДГ представлены моделями агрегатов марок российского производства «КЛИМ» и «АЗИМУТ». Солнечные инверторы представлены марки SILA PRO. Автоматические выключатели выбраны марки КЭАЗ. Вероятностные показатели надежности оборудования автономного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ приняты в соответствии с пунктом 1.4 работы. Основные технические и экономические параметры используемого оборудования СДУ представлены в таблице Ж.1 приложения Ж.

Применим предложенную в пункте 2.3 модель объединенной системы для оценки надежности гибридного ЭК, содержащего ВЭУ, ФЭП и ДГ. В таблице 4.16 приведены варианты состава, установленная мощность генерирующего оборудования и рассчитанный с помощью модели надежности объединенной системы ге-

нерации годовой недоотпуск электроэнергии при отказе различного количества генерирующих блоков.

Таблица 4.16 – Состав, установленная мощность генерирующего оборудования и годовой недоотпуск электроэнергии для поселка Арадан

Вариант состава ЭК	Мощность установленного оборудования ЭК, кВт			Годовая ожидаемая выработка э/э элементами ЭК, $W_{ож}, \times 10^3$ кВт·ч/год			Годовой недоотпуск электроэнергии при отказе различного кол-ва генерирующих блоков ΔW , кВт·ч/год					
	ДЭС	ВЭС	СЭС	ДЭС	ВЭС	СЭС	2	3	4	5	6	7
1	2x150	2x100	240	33,9	244,5	123,8	843	2173	3252	3136	913	116
2	1x300	4x50	240	53,5	222,0	126,6	803	1473	1188	550	115	14
3	4x75	1x200	240	105,3	183,4	113,4	0	609	502	595	313	25

На основании данных таблицы 4.16 и в соответствии с методикой, представленной в главе 3, произведен расчет технико-экономических показателей гибридного ЭК с учетом годового недоотпуска электроэнергии при отказе четырех генерирующих блоков, результаты которого приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Результаты расчетов технико-экономических показателей с учетом отказов четырех генерирующих блоков гибридного ЭК в поселка Арадан

Технико-экономические показатели	Варианты состава ЭК		
	1	2	3
Количество и мощность ВЭУ, кВт	2x100	4x50	1x200
Количество и мощность блок ФЭП, кВт	4x60	4x60	4x60
Количество и мощность ДГ, кВт	2x150	1x300	4x75
Суммарные капитальные затраты, K_{Σ} , тыс. руб.	42 629, 5	43 167,8	57 088,8
Суммарные издержки, I_{Σ} , тыс. руб.	2 131, 5	2 158,4	2 854,4
Недоотпуск электроэнергии при отказе 4-х генерирующих агрегатов, ΔW , кВт·ч/год	3 252	1188	502
Ущерб от недоотпуска электроэнергии при отказе 4-х генерирующих агрегатов, тыс. руб. /год	107,3	39,2	16,6
Приведенные затраты, Z , тыс. руб.	6 928,0	6 946,1	9 150,7

Приведенные затраты с учетом ущерба для вариантов схем АСГ на основе ВИЭ для поселка Арадан отличаются менее, чем на 15 %, то есть рассматриваемые варианты попадают в зону неопределенности. В этом случае для обоснованного выбора оптимального технического решения применим комплексный критерий эффективности.

При выборе в этих условиях варианта схемы сформулируем критериальные свойства, которым должны удовлетворять сравниваемые варианты:

КС1 – минимум суммарных капиталовложений и текущих эксплуатационных издержек;

КС2 – Минимум ущерба от ненадежности электроснабжения;

КС3 – Минимум себестоимости электроэнергии, вырабатываемой системой, определяется по формуле (3.8);

КС4 – Максимум денежного эквивалента «вытесненному» дизельному топливу (3.11);

Цель КС5 – Минимальный срок окупаемости проекта, определяется по формуле (3.10).

Результаты расчета показателей КС представлены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Сравнение вариантов схем по критериальным свойствам

Варианты схемы	Приведенные затраты без учета ущерба, тыс.руб.	Ущерб, тыс.руб.	Себестоимость э/э, руб./кВт·ч	Денежный эк- вивалент объе- му «вытеснен- ного» дизель- ного топлива, тыс. руб.	Срок окупае- мости, лет
1	6820,7	107,3	6,08	4918,0	5,58
2	6906,9	39,2	7,29	4681,7	6,00
3	9134,2	16,6	7,55	4955,1	7,63

Применим метод ранговой корреляции для формирования оценок весомости КС. На основании мнений 5-ти экспертов, компетентных в рассматриваемой области, получим сводную матрицу рангов критериальных свойств (таблица 4.19).

Таблица 4.19 – Таблица опроса мнений экспертов (сводная матрица рангов КС)

Эксперты	Показатели критериальных свойств и их ранги				
	КС1	КС2	КС3	КС4	КС5
1	1	2	3	5	4
2	5	4	2	1	3
3	1,5	3	1,5	5	4
4	3	4	2	5	1
5	2	4	3	5	1
Сумма рангов по каждому свойству A_i	12,5	17	11,5	21	13
Оценка весомостей свойств v'_i	0,70	0,52	0,74	0,36	0,68
Нормированная оценка весомостей свойств v_i	0,231	0,172	0,244	0,119	0,224

Проранжируем варианты для первого КС1, то есть расположим их в порядке возрастания величин приведенных затрат без учета ущерба, для оценки относительной эффективности КС1 в j -м варианте (таблица 4.18). Такая ранжировка дает последовательность 1,2,3. По формуле $e_{ij} = (n - j + 1)/n$ для линейной зависимости получим соответственно по n вариантам: 1;0,67;0,33.

Относительную оценку эффективности для третьего КС2 также дадим экспертным путем. Ранжировка дает последовательность 1,2,3. По n вариантам соответственно получим: 1;0,67;0,33.

Относительные оценки эффективности для остальных КС определим с помощью линейного преобразования из абсолютных значений показателей.

Оценки по второму и четвертому КС e_{2j} и e_{4j} для каждого j -го варианта схемы определим с помощью линейного преобразования из абсолютных значений показателей (таблица 4.18) по формуле

$$\bar{e}_{ij} = \frac{e_{i \max} - e_{ij}}{e_{i \max} - e_{i \min}}.$$

Положив $e_{21}=0$, получим $e_{22}=(107,3-39,2)/(107,3-16,6)=0,75$ и $e_{23}=(107,3-16,6)/107,3-16,6)=1$.

Положив $e_{43}=0$, получим $e_{41}=(4955,1-4918,0)/(4955,1-4681,7)=0,136$ и $e_{42}=(4955,1-4681,7)/(4955,1-4681,7)=1$.

Относительную оценку эффективности e_{5j} пятого КС5 получим на основе линейного преобразования

$$\bar{e}_{ij} = \frac{e_{ij} - e_{i \min}}{e_{i \max} - e_{i \min}}.$$

Положив $e_{51}=0$, определим $e_{52}=(6,00-5,58)/(7,63-5,58)=0,21$ и $e_{53}=(7,63-5,58)/(7,63-5,58)=1$.

В результате получим оценки эффективности вариантов по каждому из рассматриваемых свойств и комплексную оценку эффективности, рассчитанную для среднеарифметической формы, вариантов схем АСГ на основе ВИЭ для поселка Арадан (таблица 4.20).

Таблица 4.20 – Комплексная оценка эффективности вариантов схем АСГ на основе ВИЭ для поселка Арадан

Варианты схем	Оценки e_{ij} при КС					Комплексная оценка эффективности, F^*
	КС1	КС2	КС3	КС4	КС5	
	0,231	0,172	0,244	0,119	0,224	
1	1	0	1	0,136	0	0,49
2	0,67	0,75	0,67	1	0,21	0,61
3	0,33	1	0,33	0	1	0,55

Анализ результатов сравнения вариантов схем по комплексному критерию эффективности (таблица 4.20) позволяет выбрать второй вариант схемы АСГ на основе ВИЭ для поселка Арадан, у которого большое значение $F^*=0,61$.

Годовой недоотпуск электроэнергии с учетом изменения погодных условий, а также влияния аварийных отказов и ремонтов оборудования для оптимального варианта гибридного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ составляет менее 1 % от величины годового потребления электроэнергии поселком.

Сравнение полученных результатов с учетом и без учета надежности показывают, что приведенные затраты с учетом надежности для оптимального варианта автономного солнечно-ветро-дизельного ЭК увеличились на 0,6 % и составили 6946,1 тыс.руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 6906,8 тыс. руб.).

Выводы по главе 4

1. Годовая ожидаемая выработка электроэнергии автономного ВДК, расположенного в поселке Воронцово, отличается от реальной выработки электроэнергии, что вызвано неблагоприятными погодными условиями, аварийными отказами и ремонтами оборудования системы генерации. Среднегодовая недовыработка электроэнергии в оптимальном варианте автономного ВДК составила 16,7 % от величины годового потребления электроэнергии поселком. Экономия дизельного топлива в денежном эквиваленте с учетом надежности составила 6407,8 тыс. руб. (без учета надежности – 8429,9 тыс.руб.). Себестоимость электроэнергии уменьшилась на 9,82 руб./кВт·ч и составила 11,33 руб./кВт·ч (без учета надежности себестоимость электроэнергии составила 7,79 руб./кВт·ч).

2. Согласно оценке технико-экономических показателей с учетом и без учета надежности различных составов СДУ в деревне Шадрино можно сделать следующие выводы:

- приведенные затраты для оптимального варианта СДУ с учетом надежности увеличились на 6,8 % и составили 827,1 тыс. руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 771,2 тыс. руб.);

- денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу составил 95,2 тыс. руб. (без учета надежности – 104,8 тыс. руб.);

- себестоимость электроэнергии уменьшилась на 5,4 руб./кВт·ч по сравнению с чисто дизельным вариантом.

3. На основании выполненных исследований надежности для гибридного ЭК, функционирующего на территории Красноярского края в поселке Арадан с расчетными солнечными и ветровыми ресурсами, годовой недоотпуск электроэнергии при отказе 4-х генерирующих блоков составил для различных вариантов от 502 до 3252 кВт·ч/год. Соответственно ущерб от недоотпуска электроэнергии изменяется от 16,6 до 107,3 тыс. руб. в год.

Выбор оптимального варианта гибридного ЭК выполнен в условиях многокритериальности, поскольку сравниваемые варианты попали в зону неопределенности. В качестве оптимального выбран вариант, у которого общая оценка эффективности $F^*=0,61$.

Для оптимального варианта гибридного ЭК среднегодовой недоотпуск электроэнергии составляет около 1 % от величины потребления электроэнергии поселком, что свидетельствует о высокой надежности автономного энергокомплекса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Усовершенствован логико-вероятностный метод для оценки надежности автономного ветродизельного комплекса на основе ДДО, позволяющий учитывать изменения погодных условий, аварийные отказы и послеаварийные ремонты оборудования путем введения динамических операторов, реализуемых с помощью марковских моделей. Данный метод отражает последовательность происходящих событий, зависимые процессы отказов, состояния резервных элементов ВДК.

2. Предложен и реализован вероятностный мультиматричный метод для расчета надежности автономной СДУ, учитывающий стохастический характер солнечной радиации, режимы работы и отказы оборудования. Сформулирована целесообразность дифференциации величин поступления солнечной энергии в течение года на мульти-состояния.

3. Разработана модель надежности объединенной ветро-солнечно-дизельной системы, позволяющая оценить математическое ожидание дефицита мощности при снижении располагаемой мощности в системе и среднегодовой недоотпуск электроэнергии потребителям при отказах различного числа генерирующих элементов с учетом погодных условий.

4. Создан комплекс программ, реализующих разработанные методы оценки надежности АСГ на основе ВИЭ.

5. Проведена оценка надежности АСГ на основе ветровой и/или солнечной энергии для территории Красноярского края. Выявлено, что годовая ожидаемая выработка электроэнергии АСГ на основе ВИЭ отличается от реальной выработки электроэнергии, что вызвано неблагоприятными погодными условиями, аварийными отказами и послеаварийными ремонтами оборудования системы генерации. Так годовая недовыработка электроэнергии автономного ВДК составляет от 16 до 19 % от величины годового потребления электроэнергии поселком,

автономной СДУ – от 2 до 5%; гибридного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ – от 1 до 2 %.

б. Выполнена оценка экономической эффективности различных вариантов схем АСГ на основе ВИЭ с учетом надежности. Сравнение полученных результатов с учетом и без учета надежности показывает, что учет событий и процессов, возникающих в реальной эксплуатации АСГ на основе ВИЭ, дает более точную оценку ожидаемых результатов. Так приведенные затраты с учетом надежности для оптимального варианта:

- автономного ВДК увеличились на 42,8 % и составили 16290,2 тыс. руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 9316,1 тыс. руб.).

- автономной СДУ увеличились на 6,8 % и составили 827,1 тыс. руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 771,2 тыс. руб.);

- автономного солнечно-ветро-дизельного ЭК увеличились на 1 % и составили 6946,1 тыс.руб. (по сравнению с расчетом без учета надежности – 6906,8 тыс. руб.).

Также учет недовыработки электроэнергии АСГ на основе ВИЭ уточняет (корректирует) такие технико-экономические показатели, как стоимость произведенного кВт·ч электроэнергии, денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: [утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р]. – М., 2014. – 97 с.
2. ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. – М., 1995. – 14 с.
3. Фортов, В. Е. Возобновляемые источники энергии для энергоснабжения потребителей в России / В. Е. Фортов, О. С. Попель // Энергетический вестник. – 2010. – № 1 (8). – С. 9–29.
4. Елистратов, В. В. Автономное энергоснабжение территорий России энергокомплексами на базе возобновляемых источников энергии / В. В. Елистратов // Энергетический вестник. – 2016. – № 21. – С. 42-49.
5. Бойко, Е. А. Состояние и направления развития топливно-энергетического комплекса Красноярского края: монография / Е. А. Бойко (отв. ред.), А. В. Бобров, П. В. Шишмарев, С. Р. Янов. – Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2017. – 456 с.
6. Alzbutas R. Diesel generators reliability data analysis and testing interval optimization // Energetika. – 2003. – Vol. 4. – P. 27–33.
7. Штерн, В. И. Эксплуатация дизельных электростанций / В.И. Штерн. – М.: Энергия, 1980. – 120 с.
8. Суфлян, Д.А. Проблемы надежности автономных систем электроснабжения децентрализованной энергозоны / Д.А. Суфляр, В.Р. Киушкина // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: Материалы X Всероссийской научно-технической интернет-конференции, Том 1, Пермский нац. иссл. политех. ун-т, Пермь, 2016. – С. 46-52.
9. Суржикова, О. А. Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России // Вестник науки Сибири. – 2012. – №3 (4). – С. 103-108.

10. Соснина, Е.Н. Вопросы электроснабжения потребителей удаленных от сетевой инфраструктуры / Е.Н. Соснина, А.Ю. Кечкин, Д.А. Филатов // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева. – 2014. – № 5(107). – С. 100-105.
11. Суходолов, А.П. Дизельные электростанции Иркутской области и проблемы электроснабжения удаленных населенных пунктов / А.П. Суходолов, В.Ф. Федоров, Д.Ю. Хорохонов // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2004. – № 3. – С
12. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких, Ю. Д. Арбузов, Г. А. Борисов, В. И. Виссарионов и др. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
13. NASA Surface meteorology and Solar Energy // Atmospheric science data center [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
14. Иванов, Г. А. Особенности эксплуатации солнечной автономной гибридной энергоустановки в условиях Северо-Западного федерального округа / Г. А. Иванов, А. В. Бобыль, Е.М. Ершенко, Е.И. Теруков // Журнал технической физики. – 2014. - №10(84). – С. 63-67.
15. Лукутин, Б. В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б. В. Лукутин, И. О. Муравлев, И. А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.
16. Обухов, С. Г. Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов: учебное пособие / С. Г. Обухов – Томск: Изд-во Томского политехнического института, 2008. – 140 с.
17. Велькин, В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах: монография / В.И. Велькин – Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 226 с.
18. Попель, О. С. Автономные энергоустановки на возобновляемых источниках энергии / О. С. Попель // Энергосбережение. – 2006. – № 3. – С. 70-75.

19. Дерюгина, Г. В. Гибридные энергокомплексы на основе возобновляемых источников энергии / Г. В. Дерюгина, М. Г. Тягунов, Т. А. Шестопалова, В. А. Юриков // Вестник КРСУ. – 2012. – №10(12). – С. 11-17
20. Артюхов, И. И. Варианты построения схем автономных ветродизельных установок / И.И. Артюхов, Е.Т. Ербаев // Новые технологии и технические средства в АПК: Материалы Международной конференции. – Саратов: КУ-БиК, 2013. – С. 9–11.
21. Обухов, С. Г. Сравнительный анализ схем автономных электростанций, использующих установки возобновляемой энергии / С. Г. Обухов, И. А. Плотников // Промышленная энергетика. – 2012. – №7. – С. 46–51.
22. Григораш, О. В. Автономные системы электроснабжения на возобновляемых источниках энергии / О. В. Григораш, П. В. Корзенков // Научный журнал КубГАУ. – 2013. – №93(9). – С. 1-13.
23. Mondal A., Denich M. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh // Energy for sustainable development. – 2010. – Vol. 14. – P. 48-55.
24. Beyer H. G., Ruther R., Oliveira S. H. F. Adding PV-generators without storage to medium size stand alone diesel generators sets to support rural electrification in Brazil // ISES Solar World Congress. – 2003. – P.16-19.
25. Bagen, Billinton R. Evaluation of different operating strategies for small stand-alone power systems // IEEE Transactions on power delivery. – 2005. – Vol. 20, No 3. – P. 654–660.
26. Гук, Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок / Ю. Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. – 224 с.
27. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М. , 1990. – 24 с.
28. Ciang C. C., Lee J., Bang H. Structural health monitoring for a wind turbine system: a review of damage detection methods // Measurement science and technology. – 2008. – Vol. 19, No. 12. – P. 1-20.
29. Hahn B., Durstewitz M., Rohrig M. Wind energy (Reliability of wind turbines experiences of 15 years with 1,500 W), Berlin: Springer, 2007. – P. 329–332.

30. Flemming M. L., Troels S. New lightning qualification test procedure for large wind turbine blades // International conference lightning and static electricity. – Blackpool, U.K., 2003. – P. 36.1-36.10.
31. Тушинский машиностроительный завод. От "Стали" до "Бурана": история, технология, люди. М.: АвиаРус–XXI, 2001. – С. 79–81.
32. Ribrant J., Bertling L. Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997–2005 // IEEE Transactions on energy conversion. – 2007. – Vol. 22, No. 1. – P. 167-173.
33. Reliability and condition monitoring of wind turbines [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.sienergy.co.uk/WT/downloads/Reliability-and-Condition-Monitoring-of-Wind-Turbines.pdf](http://www.sienergy.co.uk/WT/downloads/Reliability-and-Condition-Monitoring-of-Wind-Turbines.pdf). – Загл. с экран.
34. Cristaldi L., Faifer M., Lazzaron M., Khalil M. A. F., Catelani M., Ciani L. Failure modes analysis and diagnostic architecture for photovoltaic plants // 13th IMEKO TC10 Workshop on technical diagnostics advanced measurement tools in technical diagnostics for systems reliability and safety, 2014. – P. 206-211.
35. TamizhMani G. Testing the reliability and safety of photovoltaic modules: failure rates and temperature effects // 35th IEEE Photovoltaic specialists conference USA, 2010. – P. 146-152.
36. Jordan D.C., Kurtz S.R. Photovoltaic degradation rates – an analytical review // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. – 2013. – Vol. 21. – P. 12-29.
37. Cai B., Liu Y., Ma Y., Huang L., Liu Z. A framework for the reliability evaluation of grid-connected photovoltaic systems in the presence of intermittent faults // Energy, 2015. – Vol. 93. – P. 1308–1320.
38. Pradhan A., Ali S. M., Behera P. Utilisation of battery bank in case of solar PV system and classification of various storage batteries // International journal of scientific and research publications. – 2012. – Vol. 2. – P. 2250-3153.
39. Кочуров, А.А. Теоретические основы решения проблемы увеличения сроков службы аккумуляторных батарей при хранении и повышении эффективности способов их восстановления: монография / А.А. Кочуров, В.Ю. Гумелев, Н.П.

Шевченко; под общ. ред. А.А. Кочурова. – Рязань: Ряз. высш. возд.-дес. ком. уч-ще, 2012. – 252 с.

40. Petrone G., Spagnuolo G., Veerachary M. Reliability issues in photovoltaic power processing systems // Transactions on industrial electronics. – 2008. – Vol. 55, No. 7. – P. 2569-2580.

41. Brock K. R., Reinhard, DasGupta, Sandeepan, Marinella M., Starbuck A., Fresquez A., Gonzalez S., Granata J., Quintana M., Mark S., Atcitty S. PV inverter performance and reliability: What is the role of the IGBT? // 37th IEEE Photovoltaic specialists conference (PVSC), 2011. – P. 1842-1847.

42. Harb S., Balog R.S. Reliability of a PV-module integrated inverter (PV-MII): A usage model approach // 38th IEEE Photovoltaic specialists Conference (PVSC), 2012. – P. 1756-1761.

43. Anderson G. O. The role, reliability and limitations of solar photovoltaic systems in Bostwana // 9th International conference harmonics quality power, 2000. – Vol. 3. – P. 973-982.

44. Яковлева, Э. В. Расчет надежности электротехнического комплекса с фотоэлектростанцией / Э.В. Яковлева, С.В. Батурич // Современная техника и технологии – 2015. – №5(45) – С.53-56.

45. Тремясов, В. А. Надежность электроснабжения / В.А. Тремясов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 163 с.

46. Бобров, А. В. Ветро дизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении / А.В. Бобров, В.А. Тремясов. – Красноярск: Сиб.федер.ун-т, 2012. – 216 с.

47. Карамов Д.Н. Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники энергии и накопители энергии: дис. ...канд. техн. наук: 05.14.01 / Карамов Дмитрий Николаевич. – Иркутск, 2016. – 152 с.

48. Abouzahr I., Ramakumar R. Loss of power supply probability of stand-alone wind electric conversion systems: A closed form solution approach // IEEE Transactions on energy conversion. – 1990. – Vol. 5, No. 3. – P. 445-451.

49. Abouzahr I., Ramakumar R. Loss of power supply probability of stand-alone photovoltaic systems: A closed form solution approach // *IEEE Transactions on energy conversion*. – 1991. – Vol. 6, No. 1. – P. 1-8.
50. Gavanidou E. S., Bakirtzis A. G., Dokopoulos P. S., A probabilistic method for the evaluation of the performance of wind-diesel energy systems // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1992. – Vol. 7, No. 3. – P. 418-425.
51. Khatod D. K., Pant V., Sharma J. Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources // *IEEE Transactions on energy conversion*. – 2010. – Vol. 25, No. 2. – P. 535-545.
52. Bakirtzis A. G. A probabilistic method for the evaluation of the reliability of stand alone wind energy systems // *IEEE Transactions on Energy Conversion* – 1992. – Vol. 7, No. 1. – P. 99–107.
53. Saramourtsis A. C., Bakirtzis A. G., Dokopoulos P. S., Gavanidou E. S. Probabilistic evaluation of the performance of wind-diesel energy systems // *IEEE Transactions on Energy Conversion* – 1994. – Vol. 9, No. 4. – P. 743–752.
54. Gautam N.K., Kaushika N.D. Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays // *Solar Energy*. – 2002. – Vol. 72, No. 2. – P. 129–141.
55. Karaki S.H., Chedid R.B., Ramadan R. Probabilistic performance assessment of wind energy conversion systems // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1999. – Vol. 14, No. 2. – P. 217-224.
56. Karaki S.H., Chedid R.B., Ramadan R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1999. – Vol. 14, No. 3. – P. 766-772.
57. Billinton R., Bagen, Cue Yu. Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model // *IEEE Proceedings generation, transmission and distribution*. – 2003. – Vol. 150, No. 1. – P. 96-100.
58. Billinton R., Bagen A sequential simulation method for the generating capacity adequacy evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems // *IEEE Canadian conference on electrical and computer engineering*, 2002. – Vol. 1. – P. 72–77.

59. Kishore L. N., Fernandez E. Reliability well-being assessment of PV-wind hybrid system using Monte Carlo simulation // Proceeding of ICETECT. Nagercoil. – 2011. – P. 63-68.
60. Hu P., Karki R., Billinton R. Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage // IET Generation, transmission and distribution. – 2009. – Vol. 3, No. 8. – P. 783–791.
61. Karki R., Billinton R. Reliability/cost implications of PV and wind energy utilization in small isolated power systems // IEEE Transactions on energy conversion. – 2001. – Vol. 16, No. 4. – P. 368–373.
62. Chatbordin N., Kulyos A. Dependable capacity evaluation of wind power and solar power generation systems, 2013. – P. 1-6.
63. Li W.Y., Bagen B. Reliability evaluation of integrated wind/diesel/storage systems for remote locations // IEEE 11th International conference on Probabilistic methods applied to power systems (PMAPS). – 2010. – P. 791-795.
64. Moharil R.M., Kulkarni P.S. Reliability analysis of solar photovoltaic system using hourly mean solar radiation data // Solar Energy Apr. – 2010. – Vol. 84, No. 4. – P. 691-702.
65. Ghahderijani M. M., Barakati S. M., Jamshidi A. Application of stochastic simulation method in reliability assessment of a PV-Wind-Diesel-SOFC hybrid microgrid // International Journal of Engineering and Technology. – 2012. – Vol. 4, No. 5. – P. 586-589.
66. Leite A. P., Borges C. L. T., Falcao D. M. Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites // IEEE Transactions on power systems. – 2006. – Vol. 21, No 4. – P. 493-501.
67. Park J., Liang W., Choi J., El-Keib A. A., Shahidehpour M., Billinton R. A probabilistic reliability evaluation of a power system including solar/ photovoltaic cell generator // Power and energy society general meeting. – 2009. – Vol. 9 – P. 1-6.
68. Dobakhshari A.S., Fotuhi-Firuzabad M. A reliability model of large wind farms for power system adequacy studies // IEEE Transactions on energy conversion. – 2009. – Vol. 24, No. 3. – P. 792-801.

69. Dhople S. V., Davoudi A., Chapman P. L., Dominguez-Garcia A. D. Integrating photovoltaic inverter reliability into energy yield estimation with Markov models // 2010 IEEE 12th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2010. – P. 1-5.
70. Theristis M., Papazoglou I.A. Markovian reliability analysis of standalone photovoltaic systems incorporating repairs // IEEE Journal of Photovoltaics, 2014. – Vol.4, No. 1. – 414-422.
71. Stember L. H. Reliability considerations in the design of solar photovoltaic power systems // Solar Cells. – 1981. –Vol. 3, No. 3. – P. 269–285.
72. Stember L. H., Huss W. R., Bridgman M. S. A methodology for photovoltaic system reliability and economic analysis // IEEE Transactions on reliability. – 1982. – Vol. 31, No 3. – P. 296–303.
73. Ahadi A., Ghadimi N., Mirabbasi D. Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems // J Power Sources. – 2014. – Vol. 2. – P. 211-219.
74. Zhang P., Wang Y., Xiao W., Li W. Reliability evaluation of grid-connected photovoltaic power systems // IEEE Trans Sust Energy. – 2012. – Vol. 3, No 3. – P. 379-389.
75. Wang Y., Zhang P., Li W. Comparative analysis of the reliability of grid-connected photovoltaic power systems. IEEE PES general meeting; San Diego;2012.
76. Эндрени, Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
77. Гук, Ю. Б. Расчет надежности схем электроснабжения / Ю.Б. Гук, М.М. Синенко, В.А. Тремясов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 216 с.
78. Хенли, Э. Дж. Надежность технических систем и оценка риска / Э.Дж. Хенли, Х. Куамото. – М.:Машиностроение, 1984. – 528 с.
79. Faulin J., Juan A., Martorell S., and Ramirez-Marquez J.E. (eds), Simulation methods for reliability and availability of complex systems. London, Springer, 2010. – 315 p.

80. Старков, А.Н. Атлас ветров России / А.Н. Старков, Л. Ландберг, П.П. Безруких, М.М. Борисенко – М.: Можайск–Терра, 2000. – 560 с.
81. Кривенко, Т.В. Математическая модель надежности автономной ветродизельной системы на основе метода дерева отказов / Т.В. Кривенко // Молодежь и XXI век – 2016: Материалы VI Международной молодежной научной конференции, в 4-х томах, Том 4, Юго-Зап. Гос. Ун-т, ЗАО «Университетская книга», Курск, 2016. – С. 263-266.
82. Григорьева, О.А. Анализ надежности автономного ветродизельного комплекса / О.А. Григорьева, Т.В. Кривенко, В.А. Тремясов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2016. – №2(243). – С. 45-52.
83. Dugan J.B., Sullivan K.J., Coppit D. Developing a low cost high-quality software tool for dynamic fault-tree analysis // IEEE Trans. Reliab. – 2000. – Vol. 49. – P. 49-59.
84. Huang C.Y., Chang Y.R. An improved decomposition scheme for assessing the reliability of embedded systems by using dynamic fault trees // Reliability Eng. Syst. Saf. – 2007. – Vol. 92, No.10. – P. 1403-1412.
85. Amari S., Dill G., Howald E. A new approach to solve dynamic fault trees. In: Annual IEEE reliability and maintainability symposium. Institute of Electrical and Electronics Engineers. – New York, 2003. – P. 374-379.
86. Bobbio A., Portinale L., Minichino M., Ciancamerla E. Improving the analysis of dependable systems by mapping fault trees into Bayesian networks // Reliab. Eng. Syst. Saf. – 2001. – Vol. 71. – P. 249-260.
87. Karanki D.R., Vinod G., Rao V.V.S.S., Kushwaha H.S., Verma A.K., Ajit S. Dynamic fault tree analysis using Monte Carlo simulation in probabilistic safety assessment // Reliab. Eng. Syst. Saf. – 2009. – Vol. 94. – P. 872-883.
88. Викторова, В.С. Динамические деревья отказов / В.С. Викторова, А.С. Степанянц // Надежность. – 2011. – №3. – С. 20-32.
89. Тремясов, В.А. Мультиматричная модель для оценки надежности автономной энергоустановки на основе фотоэлектрического преобразователя /

В.А. Тремясов, Т.В. Кривенко // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 201. – №1(23). – С. 9-17.

90. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие / Ю. Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.

91. Гук, Ю. Б. Расчеты надежности электроэнергетических систем: учебное пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов. – Санкт-Петербург: СПбГТУ, 1991. – 64 с.

92. Елистратов, В. В. Моделирование работы и оптимизация параметров систем автономного электроснабжения на основе ВИЭ / В.В. Елистратов, Е.С. Аронова // Известия академии наук. Энергетика. – 2011. – №1 – С.119-127.

93. Лукутин, Б. В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.

94. Безруких, П.П. Эффективность возобновляемой энергетики. Мифы и факты / П.П. Безруких // Вестник аграрной науки Дона. – 2015. – №1 (29) – С.5-17.

95. Суржикова, О.А. Формирование оптимальной структуры источников электрической энергии для территориально удаленных районов: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Суржикова Ольга Анатольевна. – Томск, 2010. – 174 с.

96. Марченко, О.В. Анализ экономической эффективности возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах электроснабжения / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). – 2009. – №5 (73). – С.78-84.

97. Марченко, О.В. Исследование экономической эффективности ветроэнергетических установок в составе децентрализованных систем электроснабжения / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). – 2010. – №1 (81). – С.126-131.

98. Branker K., Pathak M.J.M., Pearce J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity // Renewable and sustainable energy reviews. – 2011. – Vol. 15 – P. 4470-4482.

99. Kost C., Mayer J.N., Thomsen J., Hartman N., Senkpiel C., Philips S., Nold S., Lude S., Saad N., Schlegl T. Levelized cost of electricity renewable energy technologies // Fraunhofer institute for solar energy system (FISE). – 2013. – P. 27-33.
100. Gonzales A., Riba J., Rius A., Puig R. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system // Applied Energy. – 2015. – Vol. 154. – P. 752-762.
101. Merei G., Berger C., Sauer D.U. Optimization of an off-grid hybrid PV–Wind–Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm // Solar Energy. – 2013. – Vol. 97. – P. 460-473.
102. Куликова, Л.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Л.В. Куликова, Ю.А. Меновщиков. – Барнаул: Изд-во Алт.гос.техн.ун-т, 2005. – 365 с.
103. Тихонов, А.В. Повышение эффективности комбинированных систем автономного электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.08 / Тихонов Антон Валентинович. – М., 2013. – 169 с.
104. Соснина, Е.Н. Техничко-экономический анализ применения ветродизельных электростанций для электроснабжения энергоудаленных поселений / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин, Т.А. Александрова // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева. – 2016. – № 1. – С.65-72.
105. Georgilakis P.S., Katsigiannis Y.A. Reliability and economic evaluation of small autonomous power systems containing only renewable energy sources // Renewable Energy. – 2009. – Vol. 34. – P. 65–70.
106. Bagen, Reliability and cost/worth evaluation of generating systems utilizing wind and solar energy // PhD thesis, University of Saskatchewan. – 2005. – 253 pp.
107. Андреев, Р.В. Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности / Р.В. Андреев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – №2 (71). – С. 97-109.

108. Техничко-экономическая оценка возможности использования возобновляемых источников энергии на территории Красноярского края в разрезе муниципальных образований края: исследовательский отчет / Бойко Е.А. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2013. – 1220 с.

109. Тремясов, В.А. Теория надежности в энергетике. Надежность систем генерации, использующих ветровую и солнечную энергию: Учебное пособие / В.А. Тремясов, Т.В. Кривенко. – Красноярск: Сиб. федер. Ун-т, 2017. – 164 с.

110. Аполлонский, С.М. Надежность и эффективность электрических аппаратов: учебное пособие / С.М. Аполлонский, Ю.В. Куклев – СПб.: Лань, 2011. – 448 с.

111. Шеметов, А. Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие / А.Н. Шеметов. – Магнитогорск, 2006. – 141 с.

112. Лещинская, Т.Б. Применение методов многокритериального выбора при оптимизации систем электроснабжения сельских районов / Т.Б. Лещинская // Электричество. – 2003. – №1. – С. 14-22.

113. Гук, Ю.Б. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук, П.П. Долгов, В.Р. Огороков и др. // ред. В.Р. Огороков и Д.С. Щавелев. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 176 с.

114. Основы выбора оптимальных решений / Ю.Б. Гук, Д.С. Щавелев, М.П. Федоров, М.В. Семенов и др. – Л.: Политехнический институт имени М.И. Калинина, 1977. – 83 с.

Приложение А

Справка о внедрении результатов диссертационного исследования



Общество с ограниченной ответственностью
«Проектно-монтажная компания Сибири»
(ООО «ПМК Сибири»)
125040, г. Москва,
ул. Правды, д. 26, 4 этаж,
помещение №XXII, комната №111
E-mail: pmk@pmk-s.ru
<http://pmk-s.ru/>
ОГРН 1082468023043
ИНН/КПП 2465208654/771401001

23.07.2018 № _____
На № _____ от _____

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационного исследования Кривенко Татьяны Витальевны

Результаты, полученные при выполнении диссертационной работы «Развитие моделей и методов оценки надежности автономных систем генерации, использующих возобновляемые источники энергии» Кривенко Т.В., использованы в проектной практике ООО «ПМК Сибири» в виде:

1. Практического использования математических моделей для оценки надежности ветродизельных комплексов и солнечно-дизельных установок с учетом изменения погодных условий.
2. Методики расчета экономической эффективности технических решений автономных систем генерации на основе возобновляемых источников энергии с учетом надежности.
3. Рекомендаций по коррекции топливно-энергетического баланса автономных систем генерации путем использования возобновляемых источников энергии.

Использование результатов диссертационной работы позволит повысить энергоэффективность проектируемых автономных систем генерации для электроснабжения децентрализованных населенных пунктов.

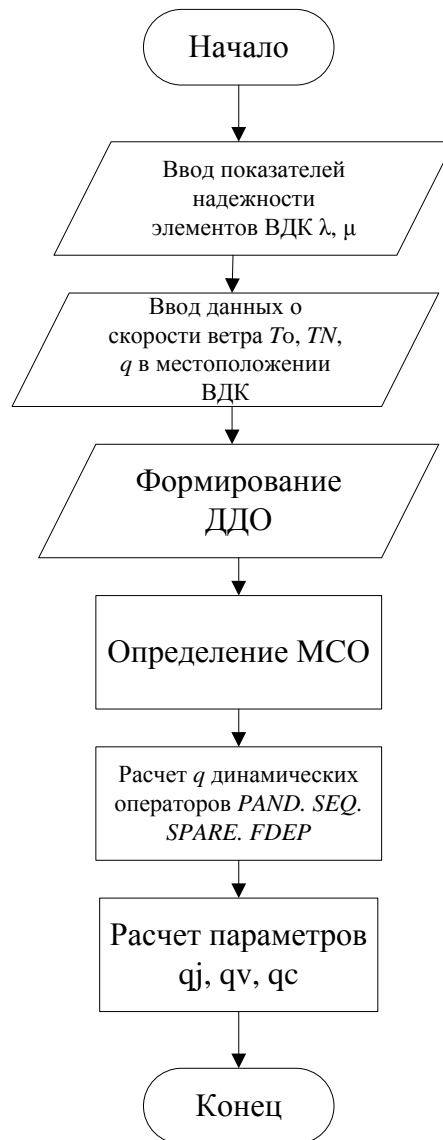
Генеральный директор
ООО «ПМК Сибири»



Д.Л. Попков

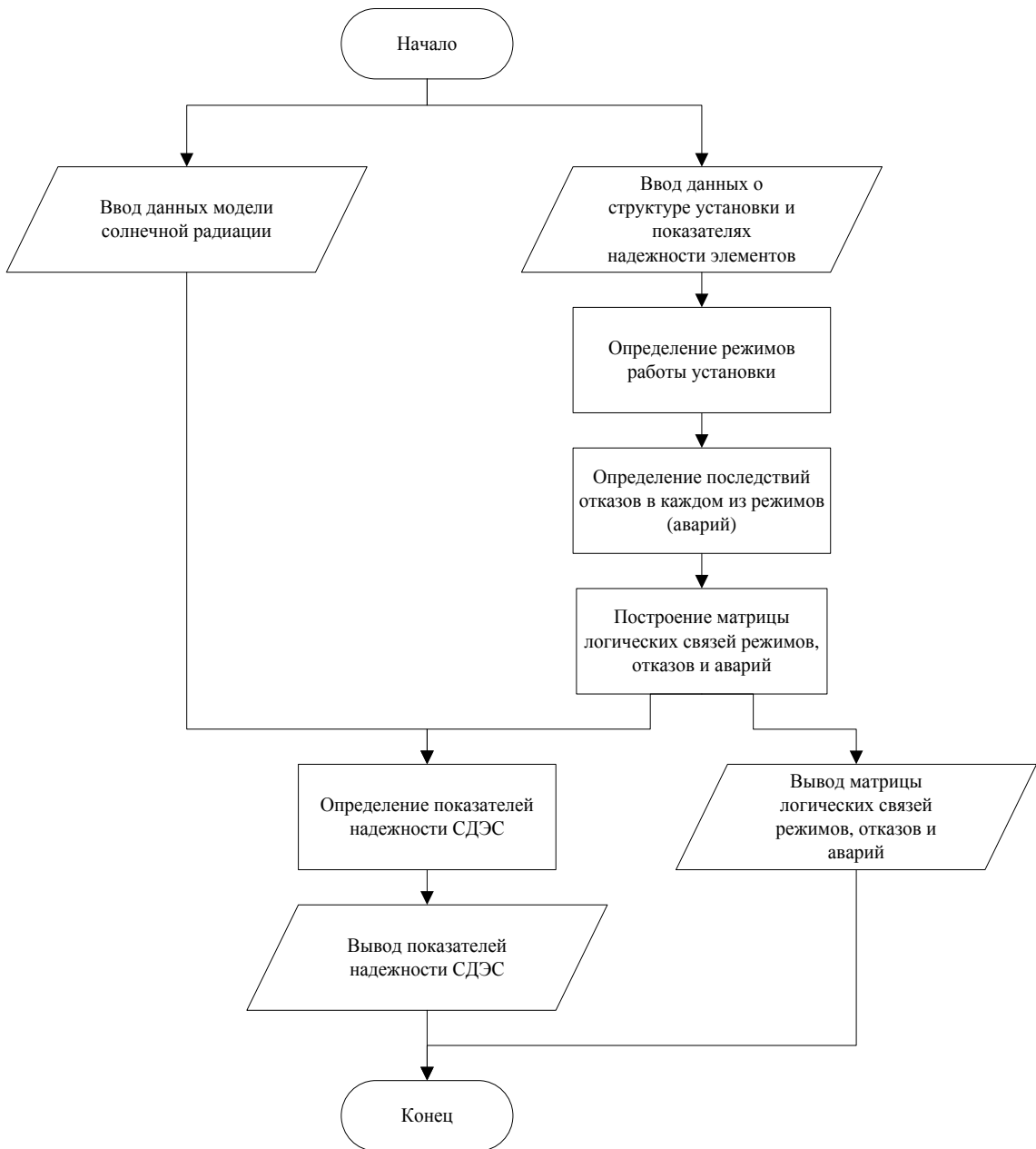
Приложение Б

Блок-схема компьютерной программы для расчета надежности автономного ветродизельного комплекса



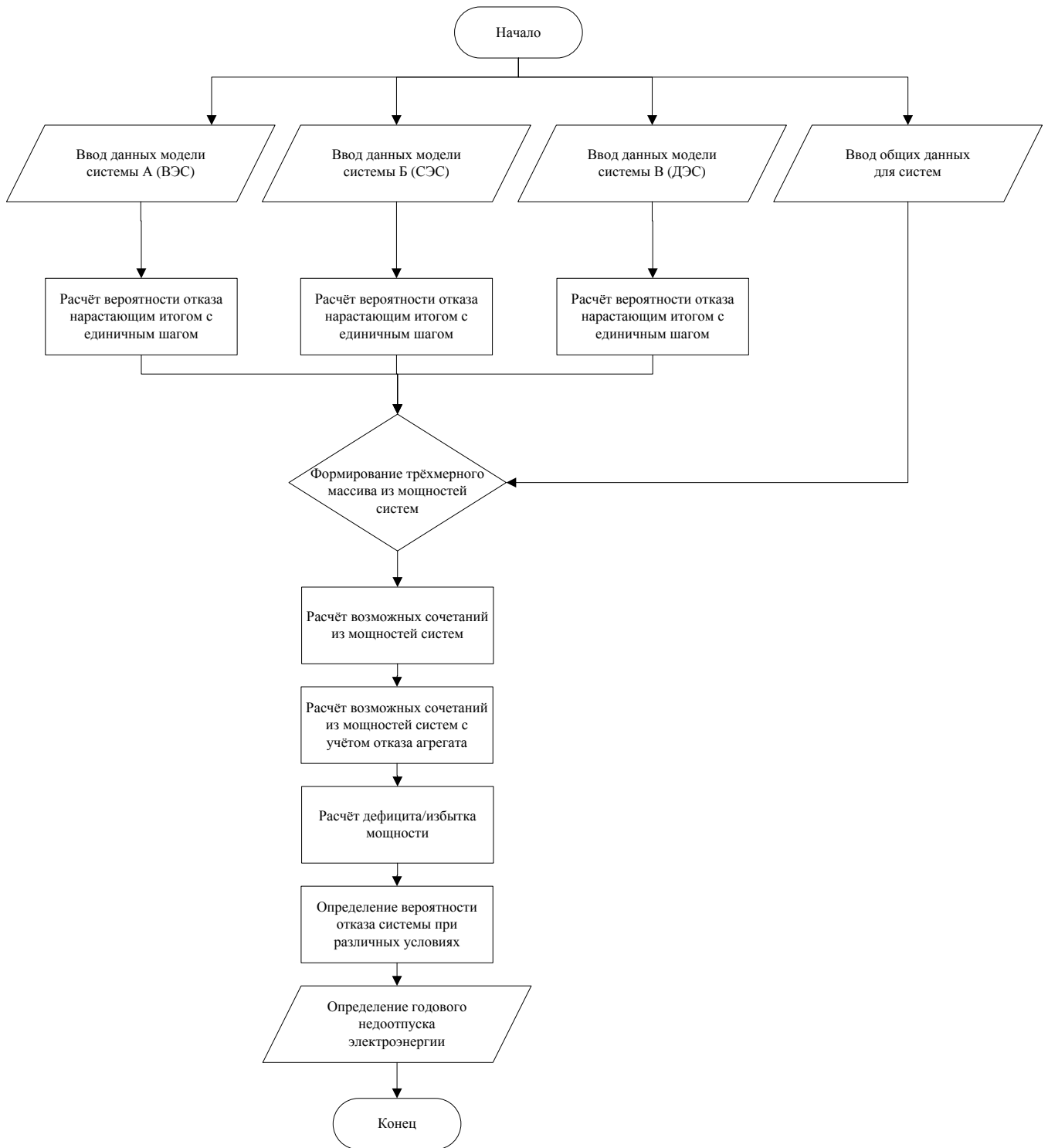
Приложение В

Блок-схема компьютерной программы для расчета надежности автономной солнечно-дизельной установки



Приложение Г

Блок-схема компьютерной программы для расчета надежности гибридного
ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ



Приложение Д

Технические и экономические параметры используемого оборудования в диссертационной работе для ВДК в поселке Воронцово

Таблица Д.1 – Технические и экономические характеристики оборудования ВДК

Оборудование	Марка	Номинальная мощность, кВт/ Емкость, А·ч	Номинальное напряжение, В	Стоимость единицы оборудования, руб.
ВЭУ	NW 24-120 HY D HW	120	400	18 500 000
	2 ВЭУ NW 20-150 HY D HW	150	400	16 000 000
	NTK 300/31	300	400	22 810 000
ДГ	АД 750-Т400-2Р	750	400	6 754 050
	АД 375С-Т400-1РМ6;	375	400	3 928 521
	АД 150-Т400;	150	400	635 200
	АД 250-Т400;	250	400	1 189 000
	АД 350С-Т400-1РМ11	350	400	2 178 600
АБ	Prosolar OPzv2-800	800	2	38 190
	Prosolar OPzv2-1000	1000	2	44 118
	Delta GX12-200	200	12	28 900
И	SILA PRO 60	60	400	1 380 000
QF	BA55-43 344710-20 УХЛ3 1600А	-	400/690	75 111
	BA57-35-340010-50А-500- 690АС-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	3 228
	BA57-39-340010-250А- 2500-690АС-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	10 578,7
	BA57-39-340010-250А- 2500-690АС-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	10 578,7

Приложение Е

Технические и экономические параметры используемого оборудования в
диссертационной работе для СДУ в деревни Шадрино

Таблица Е.1 – Технические и экономические характеристики оборудования СДУ

Оборудование	Марка	Номинальная мощность, кВт/ Емкость, А·ч	Номинальное напряжение, В	Стоимость единицы оборудования, руб.
ФЭП	RZMP-200-T	0,2	24	19 300
	RZMP-240-T	0,24	24	23 100
	ФСМ-320-М	0,32	24	19 900
ДГ	АД 30-Т400	30	400	395 100
	АДС 15-Т400 Р	15	400	278 300
АБ	DELTA GX 12-100	100	2	14 000
	Delta GX12-200	200	12	28 900
И	MAP HYBRID 48.9-X3	27	48	312 000
	MAP HYBRID 48-4.5-X3	13,5	48	219 900
QF	BA57-35-340010-50A-500-690AC-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	3 228
	BA57-31-340010-16A-400-690AC-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	2 565
	BA57-35-340010-31,5A-320-690AC-УХЛ3-КЭА3	-	400/690	3 626
	DC CBI-D 250 A	-	400/690	10 200

Приложение Ж

Технические и экономические параметры используемого оборудования в диссертационной работе для солнечно-ветро-дизельного ЭК в поселке Арадан

Таблица Ж.1 – Технические и экономические характеристики оборудования гибридного ЭК

Оборудование	Марка	Номинальная мощность, кВт/ Емкость, А·ч	Номинальное напряжение, В	Стоимость единицы оборудования, руб.
ВЭУ	Vestas	100	400	4 500 000
	Condor Air	50	400	2 850 000
	Veatas	200	400	12 999 000
ДГ	КЛМ-АД-150	150	400	961 000
	Азимут АД 300- Т400	300	400	1 320 200
	Азимут АД-75-Т400	75	400	563 700
ФЭП	СНН300-72Р	0,3	24	20 400
	ФСМ-320-М	0,32	24	19 900
	RZMP-240-Т	0,24	24	23 100
И	SILA PRO 60	60	400	1 380 000